国家出版基金项目
NATIONAL PUBLICATION FOUNDATION

中国战略性新兴产业研究与发展

R&D of China's Strategic New Industries

非常规油气

Unconventional oil & Gas

赵志明 主编

机械工业出版社
China Machine Press

本书分4篇，主要对非常规油气行业的资源潜力和发展现状、技术装备发展状况、国内外情况对比、布局与思路、发展目标、发展战略、面临的机遇等进行了全面、系统地分析研究，对非常规油气的未来发展提出了具有指导意义的建议。其中，第1篇是非常规油气的概述，从全局的高度介绍了我国非常规油气的发展现状、特点、技术水平与发展趋势；第 2 ～4 篇则分别分析了页岩气、煤层气和致密气3个主要分行业的发展现状，并提出今后的发展目标与布局规划。

本书资料详实，具有一定的思想、理论深度，适合各级政府和行业决策机构制定政策法规、学术研究机构规划研究方向参考，也适合企业决策者，技术、管理及市场人员，以及投资、证券行业及咨询机构的人员在规划、投资、研究和项目实施中使用。

图书在版编目（CIP）数据

中国战略性新兴产业研究与发展．非常规油气 / 赵志明主编．—北京：机械工业出版社，2016.10
ISBN 978-7-111-54817-1

Ⅰ．①中… Ⅱ．①赵… Ⅲ．①新兴产业－产业发展－研究－中国②油气开发－产业发展－研究－中国 Ⅳ．①F121.3 ②TE34

中国版本图书馆CIP数据核字（2016）第216201号

机械工业出版社（北京市百万庄大街22号 邮政编码 100037）
责任编辑：任智惠 责任校对：赵 蕊
北京宝昌彩色印刷有限公司印制
2016年10月第1版第1次印刷
170mm×242mm ·15.5印张 · 306千字
标准书号：ISBN 978-7-111-54817-1
定价：108.00元

凡购本书，如有缺页、倒页、脱页，由本社发行部调换

电话服务	网络服务
社服务中心：(010)88361066	年 鉴 网：http://www.cmiy.com
销 售 一 部：(010)68326294	机工官网：http://www.cmpbook.com
销 售 二 部：(010)88379649	机工官博：http://weibo.com/cmp1952
读者购书热线：(010)68326643	封面无机械工业出版社专用防伪标均为盗版

《中国战略性新兴产业研究与发展》

编委会

主　任　路甬祥　第十届、十一届全国人大常委会副委员长，中国科学院院士、中国工程院院士

副主任　苏　波　中纪委驻中央统战部纪检组组长

王文斌　中国机械工业联合会副会长、机械工业信息研究院院长、机械工业出版社社长

委　员　（按姓氏笔画排序）

石　勇　机械工业信息研究院副院长

冯金尧　中国机械通用零部件工业协会紧固件分会会长

邢　敏　中国内燃机工业协会常务副会长兼秘书长

刘庆宾　重庆材料研究院有限公司董事长兼总经理、中国仪器仪表行业协会仪表功能材料分会理事长

孙容磊　华中科技大学教授、中国人工智能学会智能制造专业委员会秘书长

吴正元　南京聚隆股份有限公司董事

张建成　兰州长城电工股份有限公司副总经理、总工程师

陆大明　中国机械工程学会物流工程分会理事长、北京起重运输机械设计研究院名誉院长

武兵书　中国模具工业协会常务副会长兼秘书长

赵志明　中国石油和石油化工设备工业协会首席顾问

徐东华　国资委机械工业经济管理研究院院长、国务院发展研究中心研究员

郭　锐　机械工业信息研究院副院长、机械工业出版社总编辑

蒋善武　天安电气集团有限公司总裁

景晓波　工业和信息化部运行监测协调局副巡视员

谢三明　工业和信息化部运行监测协调局监测预测处处长

樊高定　中国制冷空调工业协会常务副理事长

瞿金平　华南理工大学教授、中国工程院院士

《中国战略性新兴产业研究与发展·非常规油气》

执行编委会

主　　编　赵志明

撰 稿 人（排名不分先后）

何　正　包书景　陈　科

申瑞臣　何爱国　刘　猛

《中国战略性新兴产业研究与发展》

编委会办公室

主　　任　石　勇（兼）

副 主 任　李卫玲

成　　员　刘世博　任智惠　董　蕾　李　晶

序言

全球金融危机和经济衰退发生以来，美欧日俄等各国为应对危机、复苏经济、抢占未来发展的先机和制高点，都在重新审视发展战略，不断加快推进“再工业化”，培育发展以新能源、节能环保低碳、生物医药、新材料与高端制造、新一代信息网络、智能电网、海洋空天等技术为支撑的战略性新兴产业，在全球范围内构建以战略性新兴产业为主导的新产业体系。力图通过新一轮的技术革命引领，重新回归实体经济，创造新的经济增长点。这已成为很多国家摆脱危机、实现增长、提升综合国力的根本出路。可以预计，未来的二三十年将是世界大创新、大变革、大调整的历史时期，人类将进入一个以绿色、智能、可持续发展为特征的知识文明时代。那些更多掌握绿色、智能技术，主导战略性新兴产业发展方向的国家和民族将在未来全球竞争合作中占据主导地位，赢得全球竞争合作，共享持续繁荣进程中的主动权和优势地位。

为应对金融危机和全球性经济衰退以及日趋强化的能源、资源和生态环境约束，以实现中国经济社会的科学发展、和谐发展、持续发展，党中央、国务院提出加快调整产业结构、转变经济发展方式，加快培育和促进战略性新兴产业发展的方针，出台了《国务院关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》以及相关政策举措。可以肯定，未来 5 ～ 10 年将是我国结构调整与改革创新发展的一个新的战略机遇期，将通过继续深化改革，扩大开放，提升自主创新能力，建设创新型国家，实现我国科技、产业、经济由大变强的历史性跨越，我国经济社会发展将走出一条依靠创新驱动，绿色智能，科学发展、和谐发展、持续发展之路，实现中华民族的伟大复兴。

展望未来，高端装备制造、新能源汽车、节能环保、新一代信息技术、生物医药、新能源、新材料、绿色运载工具、海洋空天、公共安全等全球战略性新兴产业将形成十数万亿美元规模的宏大产业，成为发展速度最快，采用高新技术最为密集，最具持续增长潜力的产业群落。战略性

新兴产业的发展需求也将拉动技术的创新突破和产业的结构调整，为包括我国在内的全球经济发展注入新的强大动力。

在世界各国高度重视培育和发展战略性新兴产业的新形势下，编著一套《中国战略性新兴产业研究与发展》图书，借鉴国外相关产业发展的成功经验，对行业发展思路、发展目标、发展战略、发展重点、投资方向、政策建议等方面进行全面、系统研究，凝聚对战略性新兴产业内涵和发展重点的认识，为国家战略性新兴产业发展规划的顺利实施，以及政府和有关部门制定促进战略性新兴产业发展的相关政策和法规提供参考，具有十分重要的现实意义。

《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书对相应产业的阐述、分析均注重强调战略性新兴产业的六个主要特点：

一是**绿色**。战略性新兴产业属于能耗低、排放少、零部件可再生循环的“环保型”“绿色型”产业，无论从产品的设计、制造、使用，还是回收、再利用等整个生命周期的各个环节，对资源的利用效率与对环境的承载压力均要求达到最理想水平。

二是**智能**。新型工业化要求坚持以信息化带动工业化、以工业化促进信息化，即要实现“两化融合”。而“两化融合”决定了智能是未来产业尤其是战略性新兴产业的发展方向。所谓智能，是指制造过程的智能化、产品本身的智能化、服务方式的智能化。这些均是智能的最基本层次，它还具有其他更为丰富的内涵。如：智能电网，通过先进的传感和测量技术、先进的设备技术、先进的控制方法以及先进的决策支持系统技术的应用，可实现电网的可靠、安全、经济、高效、环境友好和系统安全等方面的智能；智能汽车不只是安全智能，还包括节能、减排、故障预警等方面的智能。

三是**全球制造**。随着全球化趋势不断深化，战略性新兴产业的发展成果也必将是由全人类共创共享。新产品的研制开发，不再由一个企业独自完成，需要集成各方面优势资源共同解决。例如 iPhone 在中国完成装配，但它的设计、研发以及许多零部件的供应都是在美国、日本、欧洲等国实现的，其本身就是一个全球化的产品。因而，未来的制造必

然是全球化制造、网络化制造。

四是**满足个性化需求与为更多人分享相结合**。目前中国有 13 亿人口，印度有 12 亿人口，还有巴西、印度尼西亚等新兴国家、发展中国家也都要实现现代化。在全球如此规模庞大的人群中，既存在富裕阶层、高消费阶层，他们的消费需求是个性化、多样化的；又有占比较大的中产阶层、贫困人口，他们的消费需求是基本层次的，但也不能被忽视。两种类型的消费需求必须同时被满足，这不仅是构建和谐社会的需要，而且是构建和谐世界的需要。因此，我国发展战略性新兴产业，应该既要满足中高端个性化的需求，同时又要满足我国与其他发展中国家广大普通消费者的需求。要把个性化的设计、个性化的产品生产，与规模化、工业化的传统生产结合起来，不能完全抛弃传统的规模化生产方式。

五是**可持续**。要使有限的自然资源得以有效、可持续利用，发展利用可再生资源、能源，强调发展再制造、循环经济。无论是原材料使用，还是零部件制造，从研发、设计之初就考虑到了生产中的废料、使用后的遗骸的回收处置，使其能够重新得到循环利用。

六是**增值服务**。培育发展战略性新兴产业需要注意在设计制造过程中与产品售后、使用过程中提供相关增值服务。不应再局限于传统的观念，只注重制造本身，而不注重服务的价值。例如，发展电动汽车产业，必须首先解决好商业模式问题，包括充电桩建设、电池更换、废旧电池回收等服务方面，否则将无法广泛推广。

《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书内容丰富，资料翔实，观点鲜明，立意高远，并力求充分体现出“四性”，即科学性、前瞻性、指导性和基础性。

第一，体现**科学性**。所谓科学性，就是指以科学发展观为指导。科学发展观的核心是以人为本，总体目标是全面、协调、可持续，基本方法是统筹兼顾，符合客观规律。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书既要能够为党中央、国务院提出的加快发展战略性新兴产业的总体战略服务，又不应受到行业、部门的局限，更不能写成规划或某些部门规划的解读材料，而应能够立足于事物客观规律、立足于全局。各分

册编写组同志重视调查、研究，力求对国情、科技、产业及全球相关产业的发展态势有比较准确的把握，努力为我国战略性新兴产业的发展提供一本基于科学基础的好素材。这套图书立足基于我国国情，而不是简单地把发达国家的相关产业信息进行综合、编译，照搬照抄。当然，我国发展战略性新兴产业不能“闭门造车”，而是要坚持开放性，积极参与国际分工合作，充分利用全球优势资源，提高发展的起点和水平。因而，有必要参照国际成功经验与最新发展趋势，但一定要以我国国情和产业特点为根本出发点，加快培育和发展有中国特色的、竞争能力强的战略性新兴产业。

第二，体现**前瞻性**。一是能够前瞻战略性新兴产业的发展，因为这套图书是战略性新兴产业的发展指导书。二是能够前瞻战略性新兴产业技术的发展。为了做好这两个前瞻，必须要适当地前瞻全球经济、我国经济与战略性新兴产业发展的趋势。只讲发展现状是不够的，因为关于现状的资料很多，通过简单地网络搜索即可查到；也不能只罗列国外的某些规划和发展战略。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书的编写注重有深度的科学分析与前瞻性的研究。

第三，体现**指导性**。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书本身就是指导书，能够对产业、对技术、对国家制定政策，甚至在未来国家发展战略与规划的制定等方面发挥一定的引导作用与影响。虽然不能说这套图书可以指导国家战略与规划的制定，但是应该努力发挥其积极的引导作用。

第四，体现**基础性**。所谓基础性，就是指要能够提供战略性新兴产业的基础信息、基础知识，以及我国和有关国家在相关产业发展方面的基本战略，主要的法规、政策和举措，并尽可能提供一些基本的技术路线图。比如在轴承分册，就描述了一个轴承产业发展的路线图。唯有如此，《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书才能满足原来立项的宗旨——不仅要为工程技术界、大学教师、大学生与研究生提供学习参考书，为产业界的技术人员、管理人员提供决策参照，而且要为政府部门的政策法规制定者提供参考。

机械工业出版社是具有60年历史的专业性综合型出版机构，改革开放后，随着市场经济的发展，机械工业出版社不断改革转型，不但形成了完善的编辑出版工作流程和质量保证体系，而且编辑人员作风严谨，工作创新。

《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书不仅是一套科技普及书，更是一套产业发展参考书，必须既要介绍国内外战略性新兴产业的发展情况，又要阐述相关政策、法规、扶植措施等内容。因此，这套图书的组编单位、编写负责人和编写工作人员必须要有相关积累和优势。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书所选的分册主编和作者主要是精力充沛的业内中青年专家，并由资深专家负责相应的编审、校审工作。现在看来大多数工作由中青年同志担当，是完全符合实际的。此外，这套图书的编著还充分发挥了有关科研院所、行业学会和协会的作用，他们的优势在于对行业比较熟悉，并掌握了较为丰富的资料。

最后，特别感谢国家出版基金对《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书的大力支持！感谢全体编写出版人员的辛勤劳动！

期望《中国战略性新兴产业研究与发展》为社会各界了解战略性新兴产业提供帮助，期待中国战略性新兴产业培育和发展尽快取得重大突破，祝愿我国在不久的将来实现由经济大国向经济强国的历史性跨越！

是为序。

路甬祥

2012年2月6日于北京

前言

进入21世纪以来，全球非常规油气勘探开发不断取得重大突破，油砂油、重油、煤层气、页岩气、致密气正成为非常规油气发展的重要领域，页岩气和致密油更是成为全球瞩目的焦点。研究数据显示，全球非常规油气与常规油气资源比例约为8∶2，可见非常规油气资源的开发潜力远超常规油气。近年“全国油气资源战略选区调查与评价”国家专项课题研究成果也显示，我国非常规油气资源丰富。因此，加快非常规油气资源的开发利用，对提高我国近期和中长期油气资源保障具有重要的现实意义和战略意义。

自2010年我国发现海相页岩气以及2011年我国颁布致密气行业标准后，我国油气工业已进入常规油气与非常规油气并重发展时代。据业内专家推算，我国非常规油气可采资源量约为常规油气资源的3倍多。“十二五”期间，我国页岩气勘查获得重大突破，累计新增探明地质储量5 441.29亿m^3。自2014年正式进入商业开发以来，我国页岩气总产量已达57.18亿m^3；我国煤层气累计新增探明地质储量3 504.89亿m^3，较“十一五”增加1 844.80亿m^3，增长111.1%。可见，我国非常规油气资源丰富，非常规油气开发具有非常广阔的前景。

目前，我国非常规油气资源的勘探开发正处于浅层向深层、超深层发展的重要时期，陆上非常规油气也正处于突破发现期。尽管国外已有相对丰富的开发经验，但由于我国的地质条件与国外差异极大，具有一定的特殊性，必须要走出一条创新开发的战略之路。

当前，影响世界经济复苏的因素仍十分复杂，我国经济下行压力加大，产业发展重心向战略性新兴产业转移和科技创新的紧迫性与日俱增，发展战略性新兴产业已成为世界主要国家抢占新一轮经济和科技发展制高点的重大战略。为了使广大读者对非常规油气产业的发展有全面的、战略全局性的认识，我们组织了非常规油气行业的专家和学者编写了这本《中国战略性新兴产业研究与发展·非常规油气》。

本书共 4 篇，主要对非常规油气行业的资源潜力和发展现状、技术装备发展状况、 国内外情况对比、布局与思路、发展目标、发展战略、面临的机遇等进行了全面、系统地分析研究，对非常规油气的未来发展提出了具有指导意义的建议。其中，第 1 篇是非常规油气的概述，从全局的高度介绍了我国非常规油气的发展现状、特点、技术水平与发展趋势；第 2 ～ 4 篇则分别分析了页岩气、煤层气和致密气 3 个主要分行业的发展现状，并提出今后的发展目标与布局规划。

期望通过本书使广大读者能够进一步了解我国非常规油气工业与战略性新兴产业的关系，充分认识发展战略性新兴产业的重要性，有利于找准非常规油气行业的发展方向和目标，有利于政府和有关部门制定促进战略性新兴产业发展的相关行业政策和法规，有利于企业向战略性新兴产业投资。同时，希望本书能为非常规油气相关企业制定发展战略提供参考，为行业技术人员确定研究方向提供帮助。

本书编写过程中得到了国土资源部地质调查局油气调查中心、中国石油集团钻井工程技术研究院煤层气研究所、中国石油勘探开发研究院有关领导的大力支持和有关同志的通力合作，书中引用了相关行业机构和专家的部分数据和资料，在此表示衷心的感谢！

本书涉及知识面较广，数据较多，编写难度较大，由于编者水平有限，书中难免出现错误及疏漏，热忱希望读者批评指正。

2016 年 9 月 6 日

编写说明

《国务院关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》确定了我国未来经济社会发展的战略重点和方向是战略性新兴产业，并且根据我国国情和科技、产业基础，又制定出现阶段重点发展节能环保、新一代信息技术、生物、高端装备制造、新能源、新材料、新能源汽车七大新兴产业。可见，未来几年七大战略性新兴产业将是国家重点支持、大力推广的产业。

为了使大家全面理解、准确把握、深刻领会国家这一战略决定的精神实质，了解其发展内涵，推动产业结构升级和经济发展方式转变，增强国际竞争优势，抢占新一轮经济和科技制高点，机械工业出版社在国家出版基金的支持下，组织各领域权威专家编写了一套《中国战略性新兴产业研究与发展》（以下简称《研究与发展》）图书。

《研究与发展》以国家相关发展政策和规划为基础，借鉴国外相关产业发展的成功经验，对产业发展思路、发展目标、发展战略、发展重点、投资方向、政策建议等方面进行了全面、系统的研究；对前瞻性、基础性和目前产业上有瓶颈限制的问题提出了有针对性的对策。

《研究与发展》采用分期分批的出版方式陆续出版发行，第一期12个分册图书已于2013年底完成出版，包括：太阳能、风能、生物质能、智能电网、新能源汽车、轨道交通、工程机械、水电设备、农业机械、数控机床、轴承和齿轮。本次出版第二期13个分册图书，包括：功能材料、物流仓储装备、紧固件、模具、内燃机、塑料机械、塑木复合材料、物联网、制冷空调、智能制造、非常规油气、中压开关和工业网络信息安全。今后根据国家产业政策要求及各行业的发展情况还将陆续推出其他分册。

为了出版好《研究与发展》，机械工业出版社成立了《中国战略性新兴产业研究与发展》编委会，全国人大常委会原副委员长路甬祥

担任编委会主任。路甬祥副委员长对该套图书的编写高度重视，亲自参加编委研讨会，多次提出重要指导意见。他从图书的定位、内容选材、作者队伍建设和运作流程等方面都给予了全面和具体的指导，并提出了“六个特点”和“四性”的具体要求。对每个分册的内容重点提出了具体的建议要求。

机械工业出版社还建立了完善的项目管理、编写组织、出版规范和网络支撑四个方面的工作体系来保证图书质量。各组编单位投入了大量的精力组织行业权威专家规划内容结构、研讨内容特色；参与图书编写的主创人员也不计报酬，自觉自愿地把自己的聪明才智和研究成果奉献给社会，奉献给国家。他们都担负着繁重的科研、教学、行业管理或生产任务，为了使此书能够早日与大家见面，他们不辞辛苦、加班加点。因为他们都有一个共同心愿——帮助企业快速成长，使中国由大变强。

在此，衷心地感谢为此项工作付出大量心血的组编单位、各位专家、各位撰稿人、编辑出版及工作人员！

尽管我们做了大量工作，付出了巨大努力，但仍难免有疏漏或错误之处，敬请读者批评指正！

《中国战略性新兴产业研究与发展》编辑部

2016 年 3 月

目录 CONTENTS

序言
前言
编写说明

第 1 篇　概　述

引　言 …… 2
第 1 章　我国非常规油气特点 …… 3
第 2 章　我国非常规油气资源潜力 …… 4
2.1　煤层气 …… 4
2.2　致密气 …… 4
2.3　油砂 …… 5
2.4　油页岩 …… 5
2.5　页岩气 …… 6
2.6　页岩油 …… 7
第 3 章　我国非常规油气勘探开发进展及关键技术 …… 8
3.1　页岩气勘探开发进展及关键技术 …… 8
3.2　煤层气勘探开发进展及关键技术 …… 8
3.3　致密油勘探开发进展及关键技术 …… 9
3.4　致密气勘探开发进展及关键技术 …… 9
第 4 章　我国非常规油气勘探开发前景与战略 …… 10
4.1　非常规油气勘探开发前景 …… 10
4.2　非常规油气勘探开发战略 …… 11

第 2 篇　页岩气

第 1 章　我国页岩气勘探开发的战略地位 …… 14
1.1　能源保障与能源安全 …… 14
1.2　产业推动与经济发展 …… 15

1.3 区域发展与社会意义 …… 16
第2章 我国页岩气的发展现状 …… 16
2.1 我国页岩气的资源潜力 …… 16
2.2 我国页岩气的开发现状 …… 20
2.3 我国页岩气勘探开发技术 …… 21
2.4 我国页岩气产业发展存在的主要问题 …… 26
第3章 国外页岩气发展现状 …… 30
3.1 世界主要国家页岩气发展现状 …… 30
3.2 国外页岩气装备发展现状 …… 37
第4章 我国页岩气勘探开发与国外先进国家的比较 …… 38
4.1 页岩气产业发展阶段和勘探开发技术水平比较 …… 38
4.2 页岩气产业发展规模比较 …… 39
4.3 页岩气开发方式和管理措施比较 …… 40
4.4 政府与民间对页岩气产业发挥作用的比较 …… 41
第5章 我国页岩气勘探开发及装备的发展环境分析 …… 42
5.1 我国页岩气勘探开发及装备的发展机遇 …… 42
5.2 我国页岩气勘探开发及装备发展面临的挑战 …… 43
5.3 我国页岩气勘探开发及装备的国际合作与竞争 …… 43
第6章 我国页岩气产业的发展战略和发展目标 …… 44
6.1 我国页岩气产业发展的指导思想 …… 44
6.2 我国页岩气产业的发展战略 …… 44
6.3 我国页岩气产业的发展目标 …… 45
6.4 我国页岩气产业的发展措施 …… 45
第7章 我国页岩气产业的风险分析 …… 49
7.1 技术风险 …… 49
7.2 市场风险 …… 52
7.3 资金风险 …… 54
第8章 页岩气勘探开发的政策与建议 …… 56
8.1 进一步优化探矿权设置方案 …… 56
8.2 提高市场开发程度，引入多元资本 …… 57
8.3 细化财政补贴和税收政策 …… 58
8.4 优化配置管网 …… 59
8.5 鼓励和扶持新型技术、设备研发 …… 60
8.6 加强安全监管和环境监测 …… 61

第 3 篇　煤层气

第 1 章　引言 …… 64
第 2 章　煤层气产业发展概况 …… 65
2.1　煤层气产业发展历程 …… 65
2.2　煤层气产业总体发展现状 …… 75
第 3 章　国内外煤层气产业发展差距及实现跨越发展的措施 …… 124
3.1　国内外煤层气产业发展比较 …… 124
3.2　我国煤层气产业发展存在的主要问题 …… 144
3.3　加快实现我国煤层气产业跨越发展的措施 …… 150
第 4 章　我国煤层气产业发展分析 …… 156
4.1　我国煤层气产业发展方向 …… 156
4.2　开发适合煤层气产业提效增产的关键设备 …… 164
4.3　开发适合煤层气产业提效增产的关键技术 …… 166
第 5 章　我国煤层气产业发展规划及风险分析 …… 171
5.1　我国煤层气产业政策分析及发展战略思考 …… 171
5.2　我国煤层气产业跨越发展路线图 …… 174
5.3　我国煤层气产业的风险分析 …… 178
第 6 章　结语 …… 183
参考文献 …… 185

第 4 篇　致密气

第 1 章　引言 …… 190
第 2 章　我国致密气产业发展现状 …… 191
2.1　开发致密气的意义 …… 192
2.2　我国致密气产业“十二五”期间取得的主要成就 …… 193
2.3　致密气勘探开发关键技术 …… 194
2.4　三大石油公司进入致密气的产业化进程 …… 196
2.5　我国致密气产业发展存在的主要问题 …… 200
第 3 章　国外致密气发展现状 …… 202
3.1　美国致密气开发现状 …… 203
3.2　加拿大致密气开发现状 …… 204

第 4 章　国内外致密气产业发展状况比较 …… 204
4.1　致密气产业发展规模比较 …… 204
4.2　致密气开发方式和管理措施比较 …… 208
4.3　国内外致密气产业政策分析 …… 215
第 5 章　我国致密气产业的发展环境分析 …… 219
5.1　能源需求持续增长 …… 219
5.2　能源结构调整加快 …… 220
5.3　安全要求越来越高、环境保护约束增强 …… 220
第 6 章　我国致密气产业发展战略和发展目标 …… 221
6.1　我国致密气产业发展的指导思想 …… 221
6.2　我国致密气产业的发展战略 …… 222
6.3　我国致密气产业的发展目标 …… 223
6.4　我国致密气产业的发展措施 …… 223
第 7 章　我国致密气产业的风险分析 …… 224
7.1　技术风险 …… 224
7.2　资金风险 …… 224
7.3　市场风险 …… 224
第 8 章　我国致密气产业发展的政策建议 …… 225
8.1　实施低成本战略，构建精细化管理体系 …… 225
8.2　加强理论研究，建立非常规油气学科体系 …… 225
8.3　落实完善扶持政策 …… 225
8.4　加强科技创新 …… 226
参考文献 …… 227

第 1 篇

概　述

引　言

近年来，我国天然气需求保持快速增长，据统计2005—2013年年均增速达17.4%。2015年我国天然气需求为2 118亿m^3。专家预测，未来一个时期，我国天然气需求仍将保持高速增长。预计2020年我国天然气需求为3 200亿~3 600亿m^3。

国内常规天然气新增供应量很难满足新增需求。业内人士认为，未来随着消费量的快速增长，天然气供需缺口还将进一步扩大，因此，加大非常规油气的开发力度，有望成为缓解我国天然气供需矛盾的战略选择。

随着油气勘探开发的不断深入发展，致密气、页岩气、煤层气、致密油等非常规油气在现有经济技术条件下拥有巨大的潜力。

“十二五”期间，我国累计新增天然气探明地质储量3.92万亿m^3，较“十一五”增加8193.39亿m^3，增长26.4%。

“十二五”期间，我国天然气总产量为6 013.17亿m^3，较“十一五”增加2 230.08亿m^3，增长58.9%。

页岩气方面，2015年全国页岩气勘查新增探明地质储量4 373.79亿m^3，新增探明技术可采储量1 093.45亿m^3。截至2015年年底，全国页岩气剩余技术可采储量1 303.38亿m^3。2015年全国页岩气产量44.71亿m^3，同比增长258.5%。

“十二五”期间，我国页岩气勘查获得重大突破，累计新增探明地质储量5 441.29亿m^3。自2014年正式进入商业开发以来，我国页岩气总产量已达57.18亿m^3。

煤层气方面，2015年全国煤层气勘查新增探明地质储量26.34亿m^3，新增探明技术可采储量13.17亿m^3。至2015年年底，全国煤层气剩余技术可采储量3 063.41亿m^3。

2015年全国煤层气产量44.25亿m^3，同比增长24.75%。

“十二五”期间，我国煤层气累计新增探明地质储量3 504.89亿m^3，较“十一五”增加1 844.80亿m^3，增长111.1%。

我国非常规油气地质研究起步较晚，资源潜力认识不清，开发技术相对落后。

常规、非常规油气资源具有成因联系和共生特征，空间分布规律性很强。源岩层系（区）内主要富集有页岩气、页岩油、煤层气和油页岩，其中前三者在国外已实现规模化开发，国内的煤层气开发已经取得进展，页岩气开发正在起步，页岩油开发还处于探索阶段，而油页岩规模化开发面临较大的环境问题，应

关注开发新技术的研究。运移层系（区）内主要聚集致密油气、水溶气和部分低渗油气，致密气和低渗油气在国外已实现规模化开发，国内在鄂尔多斯、四川等几个盆地已实现大规模开发。圈闭层系（区）主要聚集常规油气、重油和低渗油气，这些油气资源均已实现大规模开发。散失区为油砂的主要发育区，国内油砂品质较差，开发有一定难度。继常规油气、致密气和煤层气资源之后，页岩气、页岩油是我国最现实的待开发非常规油气资源。我国非常规天然气资源潜力远大于常规天然气，国家已经制定了长期发展规划，加强探索性研究和技术准备，是我国非常规油气资源发展和提高油气资源自给能力的关键。

我国盆地众多，类型多样，各种油气资源丰富，特别是在低勘探程度盆地区，仍存在潜在的油气资源有待研究和发现；非常规油气领域目前处于起步阶段，多种类型油气资源有待评价和发现。在国土资源部、国家发改委、财政部组织实施的“新一轮全国油气资源评价”国家专项中，首次将煤层气、油页岩、油砂三种非常规油气资源列入国家评价体系，对我国陆域 47 个含煤盆地、80 个油页岩矿区以及 24 个含油砂盆地的 106 个油砂矿带进行了评价。“全国油气资源战略选区调查与评价”国家专项的阶段成果也显示，我国非常规油气资源丰富。加快非常规油气资源的开发利用，对提高我国近期和中长期油气资源保障具有重要的现实意义和战略意义。

本书基于非常规油气的特点，对我国非常规油气资源潜力进行初步评价，并总结近年来我国非常规油气勘探开发技术进展，结合勘探开发现状，提出未来我国非常规油气的发展前景与勘探战略。

第 1 章　我国非常规油气特点

非常规油气资源大面积分布，不受水动力效应的明显影响（也称为连续型沉积矿），包括煤层气、致密气、页岩气、天然气水合物、天然沥青和油页岩等。非常规油气有别于常规油气，主要在沉积盆地内的斜坡与向斜区大面积连续分布；烃源岩与储集层一体或紧邻，聚集效率高；储集层物性差，油气主要聚集于纳米级微孔储集层中；总体资源丰度低；其勘探开发突破了传统地质理念，经济有效开发与技术进步密切相关。非常规油气的特点主要体现在以下四个方面。

（1）非常规油气低部位富集、大面积广覆式成藏模式突破了常规油气高部位成藏与有效圈闭封盖成藏模式，使勘探目标层系从“源外”储集层系转向“源内”或“近源”储集层系。

（2）对非常规油气的地质理论研究发现，非常规油气赋存于源岩及与源岩互层共生或紧邻的致密储集层的纳米级微孔隙中，这使油气勘探目标储集层物性

下限不断下延，勘探开发目标从微米—毫米孔喉的优良储集层向纳米级孔喉的烃源层或近源层扩展。

（3）非常规油气运移与渗流机理决定了其勘探开发方式。非常规油气非浮力源内或近源聚集，“滞留”于纳米孔喉储集层内，无一次和二次运移，以颗粒表面吸附和孔隙空间游离两种主要形式富集成藏，需要通过“人造”孔缝达到“人造”成矿并实现规模开发的目的。

（4）工程技术进步促进了非常规油气的经济有效开发。井筒和压裂技术是页岩油气、致密气等非常规油气开发的关键。页岩油气是一种极为丰富的残留在特低渗、致密烃源岩中的油气资源，提高其产量的关键在于井筒和压裂技术。页岩气开发技术的突破使页岩气产量快速增长。至 2009 年，美国巴内特页岩区累计钻井 13 785 口，其中直井占 30%，水平井占 70%，核心区水平段可达 20 段压裂。2002—2007 年，壳牌公司在 Pinedale 致密砂岩气田钻井 180 多口，实施压裂 2 800 多次，使得该气田日产气量达 2 800 万 m^3，成为美国第二大气田。

第 2 章　我国非常规油气资源潜力

新一轮全国油气资源评价对煤层气、油砂和油页岩的资源潜力进行了系统评价，没有对致密气进行专门评价。

2.1　煤层气

埋深 1 500m 以浅的煤层气可采资源量 11 万亿 m^3，主要分布在煤矿矿权区和煤矿规划区之外，以及煤炭开采深度范围之下。另外，从煤层气形成机理和煤矿瓦斯抽放实践两方面看，在整个煤系地层中，可采煤层、非可采煤层和煤层之间的夹层是普遍含气的，这意味着我国煤层气资源量还会增加。

我国煤层气开发处于早期阶段。目前，沁南潘庄、沁南潘河示范项目、沁南枣园和阜新等多个项目已经进入煤层气商业化生产，2010 年年产能达到 20 亿 m^3。目前我国煤层气开发主要关注的是可采煤层，这也引起了煤炭和煤层气开发之间的矛盾。就单独的煤层气藏开发而言，应当关注煤炭矿权区和规划区以外的煤层气，并将可采煤层、非可采煤层和煤层之间的夹层系统开发。煤矿矿权区和规划区内的煤层气，要从安全、环保和资源综合利用角度，按有关政策要求主动开发。

2.2　致密气

致密气是一种储层致密、构造简单、分布广泛、储量巨大的非常规天然气。

致密气常分布于传统的天然气地质理论认为不可能形成天然气聚集的向斜或凹陷低洼地带。致密气藏储量巨大，具有现实的和潜在的经济价值，是勘探目标之一。致密气藏储层孔渗性差、倾角平缓，含气范围不受构造控制，主要受储层物性和岩性控制。有关专家对我国深盆气资源（即致密储层中与源岩相连的有根状气水倒置关系的气藏）潜力进行初步预测，认为我国深盆气资源量在55.77万亿～83.46万亿m^3。我国是一个煤系地层十分发育的国家，致密储层分布广泛，在构造变动相对稳定的地区有利于致密气藏的发育。东部含油气盆地的深层，鄂尔多斯盆地古生界，四川盆地、准噶尔盆地、沁水盆地和吐哈盆地等都是开展致密气勘探的最有利地域。

2.3 油砂

新一轮全国油气资源评价中所评价的油砂，其含义较一般的油砂定义范围广，岩石类型包括碳酸盐岩油砂、固结沙砾岩油砂、半固结和未固结砂岩油砂；石油类型包括重油、稠油油砂、轻质油油砂（露头油藏）和干沥青。经评价，我国油砂可采资源量为23亿t，且油砂资源品质较差，开发有一定难度。

近年来，在高油价的刺激下，石油公司、民间机构、部分科研院所开始把目光瞄准油砂，纷纷成立有关油砂开采的科研机构。中国石油开始对矿权区内的油砂进行系统研究，确定了针对不同性质油砂的开采方法，包括冷水洗法、热化学水洗法、干馏分离法，建立了相应的工艺流程。

2.4 油页岩

油页岩为富含有机质泥页岩，有机质含量很高，一般在6%以上，主要由低等生物形成。油页岩除含有丰富的有机质外，还含有大量的高岭土等黏土矿物、颗粒十分细小的二氧化硅，以及钛、锗、铀等贵重金属和稀土元素，不同产地的油页岩所含的金属和稀土元素差别较大。我国油页岩资源储量丰富，已发现的油页岩主要分布在47个盆地、80个含矿区。这80个含矿区1 000m以浅的油页岩的技术可采资源量为2 432.36亿t，这些油页岩可回收资源量为120亿t。松辽盆地、鄂尔多斯盆地和准噶尔盆地及其南部山区油页岩资源最为丰富。

油页岩干馏生产页岩油最主要的问题是环境问题。2007年抚顺生产页岩油35万t，使用油页岩1 000万t。要形成百万吨以上规模的页岩油产量，油页岩的采掘量非常巨大。干馏过程中还需要大量的水，并产生废气、污水和废渣，其中废渣中的重金属在低温干馏过程中活化，溶于水，会造成地表和地下水的重金属污染。对这些环境代价都需要认真评估。未来需要研发出经济环保的油页岩开发技术，否则油页岩难以实现大规模商业性开发。

2.5 页岩气

页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中，以吸附或游离状态为主要存在方式的天然气聚集。在主要成分上，页岩气与常规天然气差别不大，以甲烷为主，含有一定量的乙烷等多碳烃。页岩气藏的形成是天然气在源岩层系中大规模滞留的结果，天然气在泥页岩中以吸附、游离为主，以多种相态存在。

我国对页岩气的研究刚刚起步，主要集中在成藏机理和赋存规律研究方面，全国页岩气资源潜力尚不清楚。

1. 页岩气富集特点

页岩气在分布上与页岩的分布基本一致，富含有机质的泥页岩同时是天然气的气源层、储集层和盖层，具有自生、自储、自保的特点。产气的泥页岩有机质含量较高，一般含有 4% ~30% 的有机质，其中有机碳含量一般大于 2%，镜质体反射率一般在 0.4% 以上；泥页岩本身总孔隙度小，有效孔隙度所占比例较低，渗透率主要受裂缝的发育程度控制；单井日产量 20 ~20 000m^3，总体为低产气；页岩气的采收率较低，为20% ~60%；页岩气原生的地层压力为高异常；埋藏深度差别较大，从近地表到 3 000m 以上都有页岩气存在；有一定埋深的页岩气资源丰度较高，但埋藏过深会增加开发难度和开发成本，埋藏过浅，单井产量偏低，经济效益不好。

2. 我国页岩气研究现状

我国页岩气研究主要集中在页岩气聚集条件、资源潜力和有利区评价方面。由于直接的页岩气井筒资料较少，目前多数研究主要借用常规油气勘探资料数据、煤层气和固体矿产勘探资料数据，页岩样品主要采自地表和近地表。由于缺少第一手资料，通过借鉴美国等国外资料开展类比研究的较多。

在页岩气成藏条件研究方面，我国对页岩本身的特点（厚度、矿物组成、孔隙度、渗透率、裂缝发育程度等）、页岩成烃能力（有机质类型及含量、成熟度等）、页岩聚烃能力（吸附能力及影响因素等）开展了试验和类比研究。在资源潜力研究方面，目前还处于大区域估计阶段。“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区优选”国家专项 2010 年的初步研究成果认为，我国页岩气可采资源储量为 25 万亿 ~35 万亿 m^3。在有利区优选方面，目前多数研究者主要依据页岩层厚度、埋深、有机质含量（TOC）和热演化程度优选有利区，部分研究者获取了等温吸附能力参数，丰富了有利目标区优选参数，但含气量等直接参数还很少。从这点看，我国页岩气有利区优选还处于富含有机质泥页岩优选阶段，优选出的主要是页岩发育远景区，还没有进入页岩气富集有利区优选阶段。因此，充分利用

以往地质资料，通过少量关键参数，优选具备形成页岩气富集条件的富含有机质泥页岩发育区作为页岩气勘探有利目标区，为进一步开展页岩气勘探提供依据，是我国页岩气勘探开发起步必定要经过的一个阶段。

3. 我国页岩气资源富集领域

按形成环境，可将富含有机质泥页岩划分为海相厚层富含有机质泥页岩，海陆交互相、陆相煤系地层富含有机质泥页岩，大型湖盆相富含有机质泥页岩三种类型。

我国海相厚层富含有机质页岩主要发育于下古生界的下寒武统和下志留统—上奥陶统顶部，以扬子克拉通地区最为典型。晚古生代克拉通海陆交互相煤系富含有机质泥页岩在华北、华南和准噶尔地区分布广泛。中新生代陆相煤系地层富含有机质泥页岩主要在两类盆地发育：一类是大型坳陷，如鄂尔多斯和准噶尔盆地侏罗系，以及四川盆地上三叠统；另一类是断陷，如东北地区的含煤盆地。我国的准噶尔二叠纪坳陷，松辽、鄂尔多斯等中新生代坳陷，渤海湾等新生代断陷，都沉积了厚层富含有机质泥页岩，这些富含有机质泥页岩构成了这些盆地的主力烃源岩。

2.6 页岩油

页岩油是以泥页岩为石油储层的油藏，储层的孔隙和裂缝为储集空间。泥页岩通常也是生油岩层，有“自生自储”的成油特点。页岩油作为烃源岩中残留的已生成的石油资源，也值得重视，国外的勘探开发经验值得借鉴。相对页岩气而言，页岩油的研究还在发展之中。目前国内外发现的绝大多数烃源岩油气都富集在优质烃源岩中。烃源岩的矿物成分及结构多种多样，常富含有机质、钙质或硅质矿物。有机碳含量一般大于1.0%，高者可达20%。有机质类型从Ⅰ型到Ⅲ型，类型多样。烃源岩的演化程度Ro一般在0.5%以上，其中Ro为0.5%～1.3%的主要富集原油，Ro为1.5%～3.0%的主要富集页岩气，Ro为1.0%～1.5%的会同时富集原油和天然气。

近年来，国外在页岩油开发上进展很快，产量明显上升，其中美国威灵斯顿盆地Barken页岩层系中页岩油的开发取得明显进展，产量大幅度上升，已经达到美国石油产量的1.7%。我国在江汉的潜北地区、松辽北部古龙地区、柴达木盆地西部油泉子、南翼山等地区也发现了页岩油油藏，部分已经开发。根据页岩油主要形成于烃源岩层系的特点分析，这类油藏资源潜力与烃源岩热演化程度和分布有关，初步估计其可采资源量在100亿t以上。但到目前，我国对页岩油资源还没有进行系统研究，也没有进行专门的资源潜力分析。

第 3 章　我国非常规油气勘探开发进展及关键技术

3.1　页岩气勘探开发进展及关键技术

3.1.1　页岩气勘探开发进展

我国页岩气开发工作刚刚起步，主要针对南方地区古生界海相页岩，完成了少量地质参数井和探井，取得了部分岩心和测试资料，尚未开展商业化生产，总体上处于前期的探索、准备阶段。中国石油天然气集团公司（简称中国石油）正通过国际合作，在四川、重庆等地建立页岩气开发先导试验区；中国石油化工集团公司（简称中国石化）、中国海洋石油总公司（简称中国海油）也在四川、重庆、贵州、安徽等省市开展了页岩气商业性勘探和地质研究。

中石油在上扬子地区古生界海相页岩的勘探中获突破，威 201、宁 201、宁 203、昭 104、阳 101 5 口井钻获工业气流。目前，中石油已部署 3 口页岩气水平井，其中，威远地区 2 口，长宁地区 1 口。中石化在中生界陆相页岩的勘探中获得突破，如元坝 9 井和建 111 井已获工业气流。

3.1.2　页岩气勘探开发关键技术

页岩气开发生产的关键是开发技术的进步。目前，我国已推广应用地震勘探技术（地震资料采集及特殊处理技术、地震识别与综合预测技术）、水平井钻井技术，大规模水力压裂技术、微地震监测技术等，取得较好效果。

3.2　煤层气勘探开发进展及关键技术

3.2.1　煤层气勘探开发进展

我国煤层气开发在优惠扶持政策拉动下，呈现出了较快发展态势，2000—2005 年进行了煤层气开发试验，2006 年以来实现了规模开发。截至 2010 年年底，在鄂尔多斯、沁水、渤海湾 3 个盆地累计探明煤层气地质储量 2 734 亿 m^3，发现了沁南、鄂东等煤层气田。地面煤层气年产能达到 35 亿 m^3，年产量为 15 亿 m^3。

3.2.2　煤层气勘探开发关键技术

为了加大煤层气产能建设力度，提高煤层气年产量，“十一五”期间进行了大量技术攻关。

（1）丛式井钻完井技术　广泛应用丛式井钻井技术，建立合理的井身结构，选择适当的钻具组合，优选钻井参数，确保井身质量，加快钻井速度，缩短煤层

浸泡时间，保护煤岩产气层，有效降低生产成本。

（2）水平井分段改造技术　水平井分段改造技术日趋成熟，形成了6套主体技术，包括双封单压分段压裂技术（15段）、滑套封隔器分段压裂技术（6段）、水力喷射分段压裂技术（10段）、裸眼封隔器分段改造技术（10段）、快速可钻式桥塞分段改造技术（15段）、液体胶塞分段压裂技术（特殊技术）。2007—2010年累计改造水平井572口，压后稳定日产量是直井的3.9倍，增产效果显著。截至2010年年底，我国共开辟了48个煤层气勘探区，建立了6个开采与试采区。目前，共钻煤层气井5 400口，探明煤层气地质储量为2 902亿m^3，累计年产能超过30亿m^3，沁水、鄂东、阜新、铁法已实现商业化生产，2010年产量达15亿m^3。

3.3　致密油勘探开发进展及关键技术

3.3.1　致密油勘探开发进展

我国致密油勘探开发已取得一定突破。四川盆地川中地区侏罗系发现6个致密油田，探明地质储量8 118万t，控制储量2 354万t，预测储量5 649万t。2010年川中地区产油8.98万t，其中80%原油产自侏罗系大安寨组，大安寨组探明地质储量7 535万t、预测储量1 064万t。

3.3.2　致密油勘探开发关键技术

我国致密油已在鄂尔多斯、准噶尔、四川、松辽、渤海湾等盆地实现工业化生产，为致密油勘探开发提供了技术先导试验，起到技术引领作用。针对致密油开发特点，中石油长庆油田公司大力开展技术攻关：测井曲线特征归纳法、产能指数法、模式识别法等快速预测技术对致密油油层的预测符合率达到了85%；水平井“分簇多段”压裂工艺使超低渗油藏改造效果大幅提升，在华庆油田已完成4口水平井试验，最高实现了9簇18段压裂施工，2口井压后自喷，其中庆134平2井试油日产纯油105.6m^3，4口井平均产量53.5m^3/d，与直井相比提高了4.8倍，初步实现了超低渗油藏水平井压裂技术的突破。

3.4　致密气勘探开发进展及关键技术

3.4.1　鄂尔多斯盆地致密气

鄂尔多斯盆地的苏里格气田和大牛地气田资源丰富，但储集层物性差，孔隙度为4%～10%，透率为$(0.1\sim3.5)\times10^{-3}\mu m^2$，单井产量低，产量递减快。针对该盆地的低渗透致密砂岩储集层，油田现场开展了大量的勘探开发技术攻关。

（1）全数字地震勘探技术实现了薄气层的有效预测　通过“常规地震勘探向全数字地震勘探、单分量地震勘探向多分量地震勘探、叠后储集层预测向叠前有效储集层预测”3大技术转变，采用折射波静校正、4次项速度分析、地表一

致性振幅反褶积等技术处理地震资料，剖面的有效频带宽度达到 5～105Hz，与常规地震剖面相比，低频拓宽 5Hz，高频拓宽 10Hz，实现了“岩性体刻画—有效储集层预测—流体检测”的技术进步，形成了全数字地震薄气层预测和多波地震流体检测两大主体技术，为叠前有效储集层的预测奠定了基础。

（2）针对苏里格地区高阻、低阻气层并存及孔隙结构复杂的特点，研发了感应－侧向联测法、视弹性模量系数法等 6 种低渗低阻气层识别技术，提高了气层判识能力。

（3）钻井方面大力推广应用不动管柱分层压裂合采技术，有效提高了储集层动用程度　鄂尔多斯盆地致密气勘探开发的成功，依赖于对地质认识的不断提高与勘探开发技术的不断进步。经过大力推进技术研发，2010 年苏里格气田和大牛地气田天然气产量分别提升为 106 亿 m^3 和 22.8 亿 m^3，预计 2020 年将分别达到 230 亿 m^3 和 35 亿 m^3。

3.4.2　四川盆地川中地区须家河组致密气

四川盆地川中地区须家河组致密气储集层物性也较差，孔隙度为 6% ～10%，渗透率为（0.1～5）×10^{-3} μm^2，而且其储量丰度较苏里格气田更低，勘探难度大。经过技术攻关，2010 年天然气产量达 12 亿 m^3，预计 2020 年将达到 60 亿 m^3。该地区致密气开发过程中，采取了下列开发工程技术。

（1）大力推广水平井钻井，提高储集层动用率　如新 21－1H 井 4 325.30～4 913.90m 水平段（须四段）无阻流量达到 203.42 万 m^3/d。

（2）推广水平井分层压裂新工艺，有效提高单井产能　水平井蓬莱 4 井须二段采用裸眼封隔器 10 段分层加砂压裂的试气方案，初产日产气 24 万 m^3。

（3）针对须家河组储集层纵向分布特征，采用两种压裂技术改造，效果显著　储集层较厚（40～50m）的地区，采用较大规模加砂压裂技术改造；储集层较薄或隔层较厚的地区，采用分层压裂技术改造。

第 4 章　我国非常规油气勘探开发前景与战略

4.1　非常规油气勘探开发前景

致密气和致密油是我国目前最为现实的待开发的非常规油气资源，煤层气与页岩气的开发利用正在起步，还需加快发展。据统计，2015 年我国致密气产量达到 300 亿～400 亿 m^3，致密油产量达到 100 万～200 万 t，页岩气产量达到 50 亿～70 亿 m^3，煤层气产量达到 120 亿 m^3。预测 2020 年产量将翻番，致密气产量将达到 500 亿～600 亿 m^3，致密油产量将达到 300 万～500 万 t，页岩气产量将达到 150 亿～300 亿 m^3，煤层气产量将达到 200 亿 m^3。

4.2 非常规油气勘探开发战略

我国将迎来非常规油气大发展的新阶段。随着油气勘探开发工作的推进，需要认真学习国外先进的经验，在现有基础研究和勘探试验已获突破的基础上，选择和建立各类非常规油气资源的勘探开发试验区，研究不同类型非常规油气相应的开发配套工艺技术，制订科学有序的非常规油气资源总体发展战略。

（1）开展非常规油气资源典型解剖研究与区域评价，开展基础地质研究，建立典型解剖刻度区，研究非常规油气成藏机理；建立资源评价刻度区，优选层系与区带，开展区域评价工作；组织以非常规油气为重点的油气资源评价，落实我国非常规油气资源量。

（2）大力发展水平井钻井技术、大型压裂技术和物探技术，包括工程装备攻关、专业队伍建设等，并把其作为未来工程技术装备发展的战略重点。

（3）实施低成本战略，促进新技术与精细管理的有机结合，采取批量化、标准化、工厂化模式以实现高速开发，取得低平均成本；推进建立小公司和灵活管理模式。

（4）在推进油气勘探开发的同时，要重视环境保护，促进人与自然的和谐发展。

第 2 篇

页岩气

第 1 章　我国页岩气勘探开发的战略地位

1.1　能源保障与能源安全

近年来，我国能源供给形势日趋严峻。随着我国新型工业化、城镇化和农业现代化的加快推进，对能源尤其是油气资源的刚性需求大幅攀升，供需形势日益严峻。据统计，2013 年我国原油产量 2.10 亿 t，净进口石油 2.91 亿 t，石油表观消费量 4.98 亿 t，其中原油消费量 4.87 亿 t，石油对外依存度已由 2002 年的 32.3% 增加到 2013 年的 58.4%。2013 年天然气消费量 1 692 亿 m^3，产量 1 209 亿 m^3，对外依存度由 2009 年的 5.7% 飙升到 2013 年的 28.5%。在今后较长一段时间内，我国国民经济仍将保持快速稳定增长，对油气资源的需求将有增无减，预计 2020 年我国石油对外依存度将达到 65% 以上，境外油气供应通道安全隐患凸显，油气供应形势非常严峻。此外，我国一次能源消费结构极不合理，尽管煤炭占比由 2003 年的 71.3% 缓慢下降到 2013 年的 67.5%，但煤炭消费量依然达到 36.1 亿 t，占到世界的一半，这也是导致全国大面积雾霾的主要因素之一；石油消费逐年增长，但占比由 2003 年的 20.7% 下降到 2013 年的 17.8%；天然气占比由 2003 年的 2.3% 上升到 2013 年的 5.1%，距离规划目标 12% 尚有较大距离。能源结构不合理、油气短缺已成为制约我国经济社会可持续发展的瓶颈。

此外，国际油气市场竞争激烈，风险增大。尽管我国拓宽了从俄罗斯、里海和拉美地区的进口石油渠道，但中东和非洲国家仍是我国主要的石油进口来源国，其中来自中东地区的石油供应一直占据我国石油进口总量的一半，仍是我国石油进口的最大供应方，但是近年来中东地区的政治经济环境极不稳定，不断加剧我国石油进口的风险；同时，我国石油海运进口路线单一，高度依赖霍尔木兹海峡、马六甲海峡，这都给石油运输带来较高的风险指数。可见，受国际油气资源需求攀升以及地缘政治风险、能源通道安全和价格因素等影响，我国能源供应较高的对外依存度将使得我国能源供应易受制于人，能源安全隐患增大，也使得经济社会发展面临较大的外部风险。

长期以来，我国能源消费结构不合理，煤炭消费比例过高，天然气、水电及可再生能源等清洁能源的消费比例非常低。据《BP 世界能源统计 2012》统计，2011 年煤炭在我国一次能源消费结构中占 70.4%，高于世界平均水平（30.3%）40.1 个百分点；天然气的消费比重仅为 4.5%，低于世界平均水平（23.7%）19.2 个百分点；水电及可再生能源的消费比重也明显低于世界平均水平。我国以煤为主的能源结构导致温室气体排放和其他各种污染排放不断激增，致使我国在环境保护、应对气候变化及节能减排方面面临着巨大的国际压力和国内挑战。

目前，我国政府已经向世界承诺到2020年实现单位国内生产总值二氧化碳排放强度比2005年下降40%～45%的战略目标，且国家“十二五”规划纲要也明确了今后五年碳排放强度下降17%的发展目标。为了实现上述目标，“十二五”期间及未来较长一段时期我国必须调整以煤为主的能源消费结构，大力发展天然气、水电、可再生能源等清洁能源。未来我国能源供应及消费必须向低碳、清洁、高效及多元化方向发展，调整能源结构势在必行。

全球已有30多个国家积极开展页岩气研究和勘查开发工作，美国和加拿大已实现页岩气大规模商业化开发。1981年美国米歇尔能源开发公司成功对Barnett页岩实施大规模压裂，实现了真正意义的页岩气突破。2005年美国页岩气产量只有196亿m^3，到2011年迅速增长到1 700亿m^3以上，约占其天然气总产量的28%左右，预测到2030年这一比例将上升到55%。美国成功开发页岩气资源，主要得益于政府的政策支持、理论和技术突破。尤其是随着水平井钻完井、大型水力压裂、分级压裂、多井同步压裂等技术的不断突破，“井工厂”批量生产作业模式得到规模推广应用，使美国页岩气跨入高速发展阶段，一举成为世界最大天然气生产国，实现了天然气自给，对北美及世界天然气市场、能源格局及地缘政治产生了巨大影响。

2004年以来，国土资源部组织开展了国外页岩气研究和勘查开发跟踪调研工作，对我国页岩气地质条件和页岩气资源前景进行了初步调查分析。石油公司在四川盆地及周缘、鄂尔多斯盆地等开展了探索性勘查开发工作，取得了一些重要成果，展现了我国页岩气广阔的勘查开发前景。2009年国土资源部组织开展了“全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选”，初步总结了我国富有机质页岩类型、分布规律。初步评估了我国上扬子及滇黔桂区、中下扬子及东南区、华北及东北区、西北区的页岩气资源潜力为25万亿m^3，初步优选有利区180个，面积达到111万km^2。

丰富的页岩气资源是未来我国能源供应的重要组成部分。我国页岩气资源丰富，开发潜力大，盘活我国页岩气资源，促成页岩气产业跨越式发展，形成类似美国页岩气产量快速增长局面，对于缓解我国能源压力，补充天然气资源的供需缺口，优化能源结构，提高国内能源保障能力，具有重要的现实意义和战略意义。预计2020年我国天然气消费量将达3 000亿m^3，届时天然气产量为2 000亿m^3，页岩气产量为1 000亿m^3，我国天然气供应基本实现自给，基本缓解天然气供需矛盾。同时，页岩气产量的大规模增加，对提高我国天然气对外谈判的话语权有重要意义。

1.2 产业推动与经济发展

页岩气勘查开发需要高水平的技术和装备支持，加快页岩气勘查开发，对钻

探技术、压裂技术、测试技术和解析技术研发具有重要的推动作用。同时，将带动相关高科技装备研发和制造。我国部分页岩气勘查开发区交通不便，管网欠发达，开发这些地区的页岩气资源，对改善当地交通等基础设施条件，促进天然气管网、液化天然气（LNG）、压缩天然气（CNG）等发展具有重要意义。同时，作为一项重大能源基础产业，页岩气开发利用可以拉动钢铁、水泥、化工、装备制造、工程建设等相关行业和领域的发展，增加就业和税收，促进地方经济乃至国民经济的可持续发展。

按 2020 年全国页岩气产量达到 1 000 亿 m^3 计算，每年可实现 1 000 亿元的经济效益。如按页岩气田 50 年开发周期计，可累计实现产值 5 万亿元。同时，页岩气的勘探开发将为我国节约大量的外汇储备，减少天然气的对外依存度。我国天然气消费持续增长，从国外购买天然气是目前填补国内天然气需求缺口的主要途径之一。以现在的国际天然气价格计算，若页岩气年产量达到 1 000 亿 m^3，则每年能节约外汇 170 亿美元。

1.3 区域发展与社会意义

我国区域经济发展不平衡，基础建设和贫富差距较大。四川、贵州、湖南等山区经济落后，而这些区域页岩气资源相对丰富，页岩气的开采可有效带动当地经济的发展，加快基础设施建设，相关产业的配套可增加就业和当地居民收入。同时，可给当地人民生活带来诸多便利。重庆涪陵页岩气田 2014 年生产页岩气 20 亿 m^3，相当于 800 万户居民一年生活用气需求，使重庆地区率先受益。到 2017 年，中石化将在涪陵建成百亿立方米产能页岩气田。

此外，我国页岩气资源丰富且分布较为广泛，尤其是有很大一部分页岩气资源丰富区靠近我国的能源需求负荷中心，适于开展分布式开采及就近利用，丰富能源利用方式，提高能源利用效率。例如，我国华北页岩板块位于或靠近北京、山东、河南、河北等能源负荷区，扬子板块位于或靠近四川、湖北、湖南、上海、江浙等能源负荷区，这些地区经济发展快，能源需求高，开发利用这些区域的页岩气资源具备就近建立分布式供能系统的市场潜力，提高能源就近利用的效率。

第 2 章 我国页岩气的发展现状

2.1 我国页岩气的资源潜力

我国页岩气资源潜力丰富，美国能源信息署（EIA）、国土资源部、中国工程院等国内外相关机构均对我国开展过页岩气资源潜力评价工作，显示我国具有良好的页岩气资源潜力。

2011 年 4 月 5 日，美国能源信息署（EIA）公布了其对全球页岩气资源的初步评估结果。结果显示，全球 14 个地理区域（除美国外）、48 个页岩气盆地、70 个页岩气储层、32 个国家的页岩气技术可采资源量为 163 万亿 m^3，加上美国本土的 24 万亿 m^3，全球总的页岩气技术可采资源量升至 187 万亿 m^3。其中，我国的页岩气技术可采资源量为 36 万亿 m^3，排名世界第一（约占 20%）。2011 年 EIA 页岩气资源评价结果见表 2－1。

表 2－1　2011 年 EIA 页岩气资源评价结果

国家	技术可采资源量/亿 m^3	国家	技术可采资源量/亿 m^3
中国	360 825	阿尔及利亚	65 373
美国	243 946	巴西	63 958
阿根廷	219 042	波兰	52 921
墨西哥	192 723	法国	50 940
南非	137 255	挪威	23 489
澳大利亚	112 068	智利	18 112
加拿大	109 804	印度	17 829
利比亚	82 070		

2011 年起，国土资源部组织实施“全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选”项目，对我国陆域 4 大区、41 个盆地和地区、87 个评价单元、57 个含气页岩层段的页岩气资源潜力，按照地质单元、地层层系、沉积环境、埋深、地表环境和省份进行评价，优选页岩气有利区。评价和优选结果表明，我国页岩气资源潜力大、分布面积广、发育层系多。

2012 年 3 月 1 日，国土资源部公布了全国页岩气资源评价结果：我国陆域页岩气地质资源量 134.42 万亿 m^3、技术可采资源量 25.08 万亿 m^3。通过评价优选页岩气有利区 233 个，面积 87.72 万 km^2。有利区页岩气地质资源量为 123.01 万亿 m^3，可采资源量 21.84 万亿 m^3。全国页岩气资源的主要盆地或地区分布、层系分布、盆地分布、深度分布及地理环境分布比例见表 2－2、表 2－3、表 2－4、表 2－5。

表 2－2　全国页岩气资源大区分布特征

大区名称	地质资源量/万亿 m^3	所占比例(%)	技术可采资源量/万亿 m^3	所占比例(%)
上扬子及滇黔桂区	62.56	46.54	9.94	39.62
华北及东北区	26.79	19.93	6.70	26.70
中下扬子及东南区	25.16	18.72	4.64	18.49
西北区	19.91	14.81	3.81	15.19
合计	134.42	100.00	25.08	100.00

注：表中数据由于四舍五入，合计数与分项之和略有出入。

表 2－3　全国页岩气资源层系分布特征

大区名称	地质资源量/万亿 m^3	所占比例(%)	技术可采资源量/万亿 m^3	所占比例(%)
新生界	3.95	2.94	1.60	6.38
中生界	38.74	28.82	10.52	41.93
上古生界	33.14	24.66	4.88	19.45
下古生界	58.59	43.58	8.09	32.24
合计	134.42	100.00	25.08	100.00

注：表中数据由于四舍五入，合计数与分项之和略有出入。

表 2－4　全国页岩气资源主要盆地或地区分布特征

地理环境	地质资源量/万亿 m^3	所占比例(%)	技术可采资源量/万亿 m^3	所占比例(%)
四川盆地及周缘地区	40.02	29.77	6.44	25.68
黔中隆起及周缘地区	14.44	10.74	1.87	7.46
桂中坳陷	2.33	1.73	0.53	2.11
南盘江盆地	2.26	1.68	0.26	1.04
百色－南宁盆地	1.01	0.75	0.25	1.00
十万大山盆地	0.79	0.59	0.14	0.56
黔南坳陷	0.69	0.51	0.26	1.04
六盘水盆地	0.46	0.34	0.13	0.52
楚雄盆地	0.42	0.31	0.04	0.16
西昌盆地	0.14	0.10	0.01	0.05
鄂尔多斯盆地及外围地区	11.81	8.79	2.71	10.81
塔里木盆地	9.90	7.36	1.58	6.30
准噶尔盆地	3.73	2.77	1.00	3.99
柴达木盆地	2.72	2.02	0.56	2.23
西北中小型盆地	1.88	1.40	0.35	1.40
吐哈盆地	1.39	1.03	0.29	1.16
酒泉盆地	0.28	0.21	0.03	0.13
中扬子地区	9.81	7.30	1.59	6.34
下扬子地区（除苏北地区）	5.94	4.42	1.07	4.27
苏北地区	3.28	2.44	0.48	1.91
湘中地区	2.81	2.09	0.75	2.99
湘东南	1.53	1.14	0.34	1.36
萍乐坳陷	0.62	0.46	0.16	0.64
东南地区（除江西之外）	0.61	0.45	0.16	0.64
赣西北地区	0.56	0.42	0.09	0.36
松辽盆地及外围地区	5.90	4.39	1.65	6.58
渤海湾盆地及外围地区	5.06	3.76	1.34	5.34
南襄盆地及南华北地区	3.44	2.56	0.86	3.43
沁水盆地及其外围地区	0.57	0.42	0.14	0.56
合计	134.42	100	25.08	100

注：表中数据由于四舍五入，合计数与分项之和略有出入。

表 2－5　全国页岩气资源地理环境分布特征

地理环境	地质资源量/万亿 m^3	所占比例(%)	技术可采资源量/万亿 m^3	所占比例(%)
丘陵	40.27	29.96	8.69	34.64
低山	25.06	18.64	5.01	19.97
中山	23.60	17.56	2.42	9.65
平原	20.79	15.47	4.95	19.73
戈壁	9.93	7.39	1.89	7.53
沙漠	9.59	7.13	1.82	7.25
高山	4.89	3.64	0.24	0.96
黄土塬	0.28	0.21	0.07	0.28
合计	134.42	100.00	25.08	100.00

注：表中数据由于四舍五入，合计数与分项之和略有出入。

2.1.1　海相页岩气资源潜力

根据形成环境，可将富有机质页岩划分为三类：海相、海陆交互相和陆相富有机质页岩。我国海相页岩气地质资源量 59.08 万亿 m^3，占全国总量的 43.95%，可采资源量 8.19 万亿 m^3，占总量的 32.65%。我国海相富有机质页岩主要发育在南方和西部古生界的寒武系、奥陶系、志留系和泥盆系，具有分布面积大、沉积厚度稳定、热演化程度高等特点，以扬子克拉通地区最为典型。

2.1.2　陆相页岩气资源潜力

我国陆相页岩气地质资源量为 35.26 万亿 m^3，占总量的 26.23%，页岩气可采资源量为 7.92 万亿 m^3，占总量的 31.59%。从晚古生代开始，我国陆续开始发育陆相页岩。尤其在中新生代时期，我国北方地区普遍发育了陆相富有机质页岩，陆相页岩气资源主要分布在鄂尔多斯、松辽盆地等中生界地层，西北地区二叠系、侏罗系，渤海湾盆地古近系等地层。

2.1.3　海陆交互相页岩气资源潜力

我国海陆交互相地质资源量 40.08 万亿 m^3，占总量的 29.82%，可采资源量 8.97 万亿 m^3，占总量的 35.76%。海陆交互相富有机质页岩同样分布广泛，主要发育在我国北方地区的石炭—二叠系、滇黔桂和四川盆地及其外围的上二叠统，除上扬子及滇黔桂地区之外，其他地区单层厚度不大，且多与煤、致密砂岩互层。

总体上，我国海相页岩气地质资源量较高，其次为海陆交互相页岩气，陆相页岩气地质资源量较低，三大相可采资源量相当。我国页岩气资源地理环境分布特征见表 2－6。

表 2-6 我国页岩气资源地理环境分布特征

沉积相	资源量/万亿 m^3	概率分布				
		P_5	P_{25}	P_{50}	P_{75}	P_{95}
海相	地质资源量	100.88	74.59	59.08	44.37	26.39
	可采资源量	14.33	10.47	8.19	6.12	3.69
海陆交互相	地质资源量	72.43	51.46	40.08	29.37	16.37
	可采资源量	15.85	11.47	8.97	6.65	3.80
陆相	地质资源量	73.12	48.40	35.26	24.74	13.27
	可采资源量	16.43	10.57	7.92	5.55	3.00
合计	地质资源量	246.45	174.45	134.42	98.48	56.04
	可采资源量	46.60	32.51	25.08	18.32	10.49

注：表中数据由于四舍五入，合计数与分项之和略有出入。

2.2 我国页岩气的开发现状

2.2.1 石油企业及中标区块开发现状

截至 2014 年年底，石油企业和中标企业累计投资 218.8 亿元，完成二维地震 2 万 km，三维地震 2 134km^2，钻井 669 口（其中调查井 90 口，直井探井 234 口，水平井 345 口），铺设管线 235km。其中，2014 年度投资 91.7 亿元，完成二维地震 2 938km，三维地震 1 841km^2，钻井 162 口，生产页岩气 13 亿 m^3。2012—2014 年全国页岩气累计产量超过 15 亿 m^3。在重庆涪陵和彭水、四川长宁—威远和富顺—永川、云南昭通和贵州习水等地区启动页岩气产能建设，其中重庆涪陵已探明页岩气地质储量 1 067.5 亿 m^3，建成产能 25 亿 m^3/a。

2.2.2 国土资源部公益调查

自 2009 年以来，国土资源部累计投入 6.6 亿元，开展了全国页岩气资源潜力评价和重点地区页岩气资源调查工作，完成调查井 62 口，参数井 4 口，重磁电测量 1 500km，二维地震 210km。其中，中国地质调查局 2014 年安排 2.8 亿元资金，围绕四川盆地及周缘下古生界海相、西北侏罗系陆相和华北石炭—二叠系海陆交互相等富有机质页岩层系，在重庆、四川、青海、贵州、湖南、广西、湖北、宁夏、河南等省（市、区）开展页岩气资源调查，完成调查井 33 口，进尺 1.5 万 m，获得一批重要发现。

全国页岩气勘查开发投入情况见表 2－7。

表 2－7　全国页岩气勘查开发投入情况

单位名称	二维地震/km	三维地震/km^2	钻井/口	管线建设/km	2014 年产量/亿 m^3	投入/亿元
国土资源部	210		66			6.6
地方政府	739.82		45			4.6
中国石化	4 793.61	999.5	184	141.3	11.4	126
中国石油	6 076	757	358	93.7	1.6	68
延长石油		105.35	65			7.2
中国海油	316.18		5			1
中联煤层气公司	2 178.65	272	14			1.4
中标企业	7 503.9		43			15.2
合计	21 818.16	2 133.85	780	235	13	230

2015—2020 年，中国地质调查局将针对南方下古生界海相和二叠系海陆交互相、滇黔桂上古生界海相等重点层系，系统开展页岩气资源调查评价，全面摸清资源家底。

2.2.3　地方政府投入现状

重庆、贵州等地方政府自筹资金，积极推进辖区内页岩气资源调查评价工作，累计投入资金 4.6 亿元，完成二维地震 740km、调查井 45 口。其中，重庆市投入资金 2.4 亿元，完成二维地震 740km、调查井 14 口，优选了有利目标区和勘查靶区；贵州省投入资金 1.5 亿元，实施调查井 26 口，查明页岩气发育层系，落实了资源潜力，优选了有利目标区；江西省和山西省分别投入资金 3 600 万元、3 000 万元开展页岩气资源调查工作。此外，湖南、湖北、内蒙古、安徽等省区也启动了页岩气调查相关工作。

2.3　我国页岩气勘探开发技术

2.3.1　地震勘探技术

地球物理是分析页岩气空间分布最有效、最准确的预测技术，在所有地球物理方法中，地震勘探在识别和追踪页岩储层空间分布方面具有明显优势。高品质的地震资料是页岩气储层预测的基础，与北美地区平坦、辽阔的地形不同，我国目前重点开展的南方海相页岩气勘探区域地形地貌复杂，出露地层时代较老，岩溶发育，构造活动强烈，因此激发条件较差，反射能量弱。

1. 地震资料采集及特殊处理技术

相比于美国、加拿大平坦的页岩气富集区，我国页岩气富集区有着复杂的地形。在这种情况下，对页岩气储集层地震采集技术应基于以下两个原则：高信噪比以及能捕捉丰富的各向异性信息。只有尽可能地采用满足这两个原则的采集技术，才能为后续的各种地震资料高精度处理手段提供良好的输入资料。目前，我国对于页岩气的地震采集技术主要是基于“一高一大两宽”的采集理念，即高密度，大偏移距，宽方位，宽频带，如宽方位高密度三维地震采集技术、宽方位大偏移距三维地震采集技术及拟全方位三维地震采集技术等。单纯就采集技术本身而言，我国已有相当数量的采集技术处于国际领先地位。

我国南方海相页岩气藏勘探开发在地震采集上面临如下两个主要问题：①主要为山地地形、大面积出露奥陶系、二叠系、三叠系等老地层灰岩，地震激发、接收条件差，原始地震资料信噪比和分辨率较低。②勘探目的层地层倾角较大且埋深跨度大。在页岩气低成本勘探战略下，如何选择对勘探成本影响最大的道距、覆盖次数及最大炮检距等参数是地震采集的关键。针对上述难点，中国石油集团川庆地球物理勘探公司近两年在长宁地区的地震采集中，主要开展了三个方面的攻关：①攻关线（段）采用小道距、高覆盖、长炮检距的技术测试方案，优选针对目的层的覆盖次数、道距、最大炮检距等参数。②在保证足够信噪比的基础上，开展以小药量为核心的激发试验，优选适合该区的最佳激发参数。③采用数字检波器进行干扰波调查，优选组合串数、组合基距、组合图形等接收参数。通过技术攻关，在节约勘探成本的基础上，地震资料品质有了明显提高，特别是灰岩出露的构造核部，成像效果显著改善。

三维地震技术在页岩气领域得到快速发展与应用。2011 年 BGP2202 队承担四川筠连沐爱地区昭通页岩气沐爱三维地震勘探项目，这是国内首个页岩气三维地震勘探项目。2012 年中石化勘探南方分公司在涪陵地区应用二维地震资料确定的焦页 1 井获得高产工业气流，测试产气 56 万 m^3/d，气层为志留系龙马溪组，页岩厚度 89m。初步地震资料解释认为：该断背斜圈闭面积 $130km^2$，闭合高度 700m，高点埋深 3 500m，资源量 342 亿 m^3。为了更好地满足井位、水平井定向轨迹等设计要求，实施了国内最大的页岩气宽方位三维地震勘探，面积 $600km^2$，CDP 面元 20m×20m，覆盖次数 144 次。

借鉴国外页岩气储层成功经验，采用地震资料处理技术使之适应泥页岩各向异性处理需求已成为一项首要任务，这对作为现代地震资料处理核心的地震偏移技术提出了更高的要求。

我国工业界所普遍采用的分方位偏移处理技术处于相对较低的发展层次，本质上是在保幅偏移基础上的一种简单改进，与引领国际潮流的局部角度域各向异性偏移技术相比，其处理思路明显落后，具体表现为：①地震偏移技术手段多基

于射线理论，稳定性不佳。②对地震波传播特征的刻画相对粗略，波场信息利用率远非高效。③缺乏处理大偏移距信息的能力，对浅层大偏移距部分通常做切除处理，损失大量与浅层目标（如页岩气储层）相关的各向异性信息。④处理裂缝介质所采用的 HTI 模型缺乏代表性，无法有效表征地下页岩气储层的裂缝系统。

2. 地震识别与综合预测技术

富有机质泥页岩及其含气性识别与预测技术是地球物理技术在页岩气勘探开发中最重要、也是最有价值的体现，可分为：富有机质泥页岩层段识别、含气性检测、裂缝检测、岩石力学和脆性预测等技术。

（1）富有机质泥页岩层段识别与预测技术。利用地质、测井及地震资料，通过标定富有机质页岩的顶底界面，分析页岩层段的地震响应特征，在地震剖面上识别和追踪页岩层，确定其埋深、厚度及分布范围，从而获得页岩层段的地下构造形态特征及断裂的空间展布情况等。中国石化、中国石油在南方古生界海相和中生界陆相页岩气勘查中应用这一技术进行富有机质泥页岩层段识别与预测。

（2）页岩含气性预测。页岩储层的含气量决定了页岩气开发是否具有商业价值，所以对页岩含气性的检测直接决定了页岩气的勘探开发价值。目前，对页岩储层进行含气性检测的地震技术主要有叠后波阻抗反演、叠前 AVO 反演、叠前弹性阻抗反演和频谱分析技术。油气资源调查中心在湘中地区实施页岩气调查中采用频谱分解技术进行页岩含气性预测，综合研究确定了慈页 1 井井位。

（3）页岩裂缝检测。天然裂缝的发育程度对于页岩气的富集和产量高低有重要影响。裂缝的密度及其走向的分散性是控制页岩气产能的主要地质因素，裂缝条数越多，走向越分散，产气量就越高。裂缝的检测技术主要包括：曲率、相干、方差等多属性裂缝检测技术，各向异性检测技术，转换横波分裂技术。近年来，中国石化物探高新技术研发中心石油物探技术研究院开展了技术适用性研究和多尺度裂缝表征技术的攻关，形成了以叠后不连续性监测、叠前方位属性分析和多属性融合在内的针对性方法技术系列，研发了相应的专业软件。

（4）岩石力学及脆性分析。北美页岩气勘探开发实践表明，页岩储层脆性越大，加砂压裂越容易被压开。页岩脆性的地震预测可以间接通过岩石的弹性模量、泊松比和岩石的抗张、抗剪、抗压强度等岩石力学特征参数体现，从而评价页岩储层造缝能力。利用 AVO 叠前反演、弹性阻抗反演技术可以获得与岩石力学特征相关的弹性参数（如泊松比），通过地震的方法预测目标页岩层某个弹性参数的分布图，寻找页岩岩石力学脆性大的位置，指导水平井的井位布置。

中国石化勘探分公司通过页岩气勘探实践，构建了新的脆性指数计算公式，建立了矿物组成脆性指数与弹性参数之间的多元计算模型，提出了利用地震弹性参数进行预测的脆性指数计算方法，获得了较高的计算精度。

2.3.2 测井技术

页岩气勘查阶段的常规测井系列包括自然伽马、伽马能谱、井径测井、自然电位、电阻率、补偿声波、补偿中子、岩性密度，主要目的是为了进行页岩储层的识别和储层评价。但常规测井曲线很难准确计算页岩地层的黏土与脆性矿物含量、裂缝发育特征、岩石力学等参数，需要采取元素测井、成像测井、核磁共振、声波扫描测井等技术。在岩石力学方面，目前大部分测井公司都使用阵列声波测井来评价岩石力学特征。斯伦贝谢公司采用更先进的声波扫描测井；哈里伯顿公司和贝克休斯公司采用声波全波列测井或多极子声波测井来获得岩石力学参数。

目前，国内已经具有电阻率成像、核磁、偶极子声波等测井系列的采集与解释技术，通过近几年对页岩气测井评价技术攻关和摸索，我国测井技术已经取得一定的进展和成果。中国石油川庆钻探测井公司自主研发了页岩气解释评价软件，填补了国内空白。该软件整合了元素测井资料信息，建立了基于自适应权重系数的地层参数计算模型，极大地提高了页岩气矿物组分识别维度以及评价参数精度。

2014 年，岩性扫描成像测井仪的使用引人瞩目。该仪器大幅提高了地层元素测量的精度，独立定量确定总有机碳含量（TOC），使得 TOC 测井成为现实，对页岩气储层评价具有重要的作用。2014 年 6 月，在柴达木盆地实施的柴页 2 井利用岩性扫描成像测井仪准确获取了总有机碳含量（TOC）参数，为地层含气量的确定及储层综合评价提供了依据。

2.3.3 钻井技术

与常规油气和致密油气水平井不同，页岩气水平井钻完井的难度在于如何在页岩层段中实现优快钻完井，保证井眼质量、降低钻完井成本。我国山地地表复杂，工程投资大，环保压力大；南方海相沉积地层复杂，漏、塌等工程难题多；长水平段三维井眼轨迹摩阻转矩大，施工难度大。虽然我国在页岩气钻完井技术研究方面起步较晚，但进步较快。

中国石化优化工艺形成了适合涪陵页岩气田的“导管 + 三开次”井深结构，形成了定向段、水平段“中曲率造斜、低造斜率入靶、稳斜探顶、复合入靶”的井眼轨迹控制技术，研制了高效 PDC 钻头、耐油长寿命螺杆以及降摩减阻工具，显著提高了钻井速度。研发了低油水比、低黏高切的改进型油基钻井液体系，实现了工区油基钻井液国产化，形成了长水平段水平井固井综合配套技术。中国石油初步形成了页岩气钻井技术系列；“工厂化”钻井作业大幅提高效率，降低成本。在中国石油页岩气区块内水平段长由 1 000m 增加到 1 800m，钻井周期由 140 天降低到 60 天以内，最短 34 天。延长石油研发了全油基钻井液技术；研发了页岩气水平井钻井提速技术；研发了低密度增韧水泥浆体系、高效清洗隔

离液体系，形成水平井固井技术。

目前我国已经形成了适合四川及周缘山地地表、复杂地质条件下的中浅层页岩气钻完井技术，具备了2 000m水平段钻完井技术能力。形成了自主化的长水平段水平井钻完井技术、适应山地特点的“井工厂”钻井技术、油基钻井液技术及固井技术等配套技术。

2.3.4 压裂技术

中国石化在页岩气国产化设备及配套技术领域均达到了国际较先进水平。形成了以水平井分段分簇、压裂工艺参数精细优化和泵送桥塞分段压裂工艺技术为核心的满足3 500m以浅长水平井分段压裂技术系列。研发了高效低成本压裂材料体系，具有自主知识产权的减阻水体系，减阻率大于70%。研发了适应复杂山地条件下的成套压裂装备，自主研制拥有自主知识产权的系列压裂装备，2013年研制出3 000型压裂车，这是目前世界上单机功率最大的车载压裂装备，整体技术达到世界领先水平。分段工具系列化、国产化，国产桥塞及配套技术首次大规模应用于页岩气商业开采，完成了页岩气工程技术装备自主化、国产化的“最后一块拼图”，使得页岩气工程技术装备全面实现国产化。

中国石油初步形成“大排量、大液量、混合液”水平井分段体积改造技术，已初步掌握水平井复合桥塞多段多簇压裂+大型滑溜水、线性胶+实时监测技术的核心技术，单井压裂段数由10段提高到19段，单井最大液量3.8万m^3，最大排量17.2m^3/min，井均测试产量12万m^3/d。

延长石油开发出适合陆相页岩的低伤害、低摩阻滑溜水压裂液体系；集成应用多项配套工艺技术，初步形成了陆相页岩气水平井多级分段压裂工艺技术；创新性开展了液态CO_2/滑溜水混合压裂、纯液态CO_2压裂技术；自主研发设计出YC-FC01页岩气压裂返排液回用处理工艺和装置，初步形成压裂返排液无害化处理与回收利用技术。

中国石油集团东方地球物理勘探有限责任公司（以下简称东方物探）自主研发的微地震实时监测系统有效解决了页岩气勘探的瓶颈问题，填补了国内空白，打破了国外公司的技术垄断。东方物探微地震实时监测系统可以有效评估人工破裂及地层形变，具有增加安全性、优化生产效率、降低费用和减少隐患等优势。特别是其独具特色的井中和地面联合监测的微地震技术，在非常规油气和数字化油田开发、煤矿塌陷预测、地热开发等方面发挥着越来越重要的作用。

页岩气压裂微地震监测技术应用获得进步。中国石油在黄金坝及周边页岩气压裂监测采用了井下微地震、地面微地震、地面测斜仪等压裂微地震监测方法，实时、有效地指导页岩气储层压裂改造。

2.3.5 分析测试技术

依托科研院所、大专院校、石油公司等单位，我国已组建了9个专门从事页

岩气理论研究、试验测试、技术攻关和设备研发工作的国家级/省部级页岩气实验室，引进了大量国际先进的页岩气相关的仪器设备，具备良好的试验硬件设施和平台，在页岩岩心编录、矿物成分、储层物性结构、储层岩石力学、含气性分析等领域均开展了不同程度的工作。

为了提高岩心地质编录效率，建立岩心数据库，国内引进了 HyLogger 岩芯光谱扫描系统。针对页岩矿物成分，除采用传统的 X 射线衍射法（XRD）对页岩进行全岩矿物组分和黏土矿物进行定量分析外，还引进了 QemScan、RoqScan（岩石微区矿物成分分析及结构）等方法技术，通过计算可获得与矿物结构有关的所有参数，如矿物颗粒形态、矿物嵌布特征、矿物解离度、元素赋存状态及基质密度等。页岩储层物性结构不同于常规储层，常规测试方法均有一定的局限性，为此已引进多台扫描电镜（SEM）、聚焦离子束扫描电镜（FIB－SEM）用于观察页岩孔隙，并在二维和三维空间分析孔隙度，能够有效识别 30～100nm 的页岩孔隙。储层岩石力学方面，通过引进岩石单轴、三轴力学测试设备、不同分辨率的 CT 仪器研究页岩变形和强度特性。此外，岩石声发射观测技术和设备也用于研究页岩应力测试，这为页岩气后期压裂开发提供了有效的实验数据。针对页岩的含气性分析，我国有很多机构在相继改良已研发的页岩含气量现场解析仪，极大提高了页岩气解析气量、残余气量、损失气量的分析测试精度，基本可以满足国内需求。2014 年 4 月 1 日，我国正式实施了国家能源局颁布的《SY/T 6940—2013 页岩含气量测定方法》标准，规范了页岩岩心的含气量测定方法。

2.4　我国页岩气产业发展存在的主要问题

我国政府近几年连续出台了旨在鼓励页岩气产业快速发展的政策和措施，加大了政府的支持力度，展示了政府在积极开发页岩气上的决心和态度。然而我国页岩气开发毕竟还处于探索阶段，虽然拥有丰富的资源储藏、一定的技术储备以及政府日益明晰的支持态度，但是我国页岩气产业发展仍然面临着诸多困难。

2.4.1　我国大部分地区地形和构造条件复杂

我国页岩气资源丰富的地区主要是四川盆地、渝东鄂西地区、黔湘地区、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地等地区。这种特殊的地理位置、地形条件和构造条件导致我国页岩气开发的环境问题与美国相比可能还有更加棘手之处。主要表现在以下几方面：

一是我国虽然有着较为可观的页岩气可采资源量，但页岩气资源类型多、层系多，地质条件复杂，开采难度大。特别是最具有前景的页岩是扬子地台寒武系和志留系海相页岩，而扬子地台经历的构造运动次数多而且剧烈，页岩气藏经历的改造历史和保存条件比较复杂。我国复杂的地质结构加深了页岩气勘探工作的难度，致使目前对具体的储藏总量、分布地区仍然不够清晰。目前，我国页岩气

资源情况尚未摸清，全面的页岩气资源调查与评估工作才刚刚展开，现有的页岩气资源量及主要分布区域也基本上是依据美国 EIA 的地质资料数据或国内常规油气地质资料类比估算的，我国到底有多少页岩气资源量还需要经过缜密地勘查、取证及评估。通过近几年的勘探开发，我国发现了涪陵、长宁－威远等多个典型的页岩气田。但是比较我国四川盆地页岩气产区与美国页岩气产区的埋深和资源丰度，虽然页岩气资源丰度差别不大，但四川盆地页岩气储层埋深远大于美国。例如：美国的页岩气丰度为 1.1 亿～5.07 亿 $m^3 \cdot km^{-2}$，我国四川焦石坝页岩气丰度为 2.87 亿 $m^3 \cdot km^{-2}$；美国页岩气埋深 800～2 600m，四川盆地页岩气埋深 1 000～4 200m，西部地区页岩气埋深多在 3 500m 以上。目前我国南方海相 3 000m 以下深层高压页岩气资源开采尚未取得实质性突破。

二是从地理环境的角度来看，我国页岩气资源所在地可能不太适宜页岩气的大规模开采。页岩气开采需要大量的钻井，钻井量大概是常规气藏的 10 倍，钻井和生产作业对地面影响更大。美国页岩气分布地区的地表条件优越，地势平坦，地广人稀，而我国优质页岩气分布地区大都集中在中西部山区，地表地形复杂，地势高差大，人口密集。所以，这些地区可能不太适合页岩气的大规模开采，否则将会影响当地居民的正常生活，增加当地基础设施的负担。因此，在这些地区开采页岩气的经济性较差，也易引发山体滑坡等地质灾害。

三是我国开采页岩气最令人担忧的可能是面临水资源严重不足的严峻局面。一般而言，一口水平压裂井需要用水 5 000～8 000t。我国是一个水资源缺乏国家，页岩气田大多分布在缺水比较严重的地区，如此大量用水，势必会影响到周边居民的生活和生产用水。另外，大量抽取地下水，也会对周边生态造成负面影响。在水量相对充裕的长江流域，只在四川和江汉盆地发现了页岩气；在西北、华北地区，虽然页岩气储量丰富，但当地水资源却相当紧张。再加上近年来西南地区的干旱灾害频发，大规模开发页岩气可能会让当地的水资源紧缺状况雪上加霜。

2.4.2 关键技术和设备还不能满足需要

页岩气关键技术瓶颈是制约我国页岩气开发的首要问题。经过数年的研究和技术准备，加上多年开发致密砂岩气、煤层气的技术积累，我国基本掌握了页岩气地球物理、钻井、完井、压裂和试气等页岩气勘查开发技术，3 500m 以浅水平井钻井及分段压裂作业熟练，具备水平井分段压裂段最多 22 段、最长 2 130m 的能力，具有自主研发的可移动式钻机、3 000 型压裂车等设备。水平井钻完井周期从 150 天缩短到 70 天，最短 46 天，水平井单井成本从 1 亿元下降到 5 000 万～7 000 万元。但这些技术远不足以支撑我国页岩气规模化和商业化勘探开发的需要，在一定程度上制约了我国页岩气勘探开发的进程。

第一，核心技术尚不能满足产业化需求。我国页岩气的科技攻关刚刚起步，

尚未建立完善的资源评价和目标区优选技术，资源家底尚未摸清，储层识别及预测技术还不成熟，在大范围目标内确定有利钻井位置存在困难。页岩气水平井及分段压裂技术也有待突破，在钻完井方面，储层保护、钻井液设计、随钻测井和地质导向技术缺乏，导致钻井周期长、成本高；分段压裂方面，储层评估方法、分段压裂设计、裂缝诊断监测技术及主要工具等受制于国外公司，增产改造成本居高不下。

此外，虽然美国已经形成了成熟的页岩气勘探开发技术，但我国页岩气盆地具有独特的地质特征和开发条件，国外先进技术在我国的适用性有待进一步验证。

第二，核心装备有待进一步研制。在页岩气勘探开发过程中，技术是基础，装备作为技术的实现手段，在很大程度上决定了页岩气开采的效率和成本。虽然我国在常规油气装备方面具有一定的基础，但远不能满足页岩气勘探开发的需要，亟需新研制一批页岩气勘探开发专用设备，并进一步提升现有油气装备的性能和自主化水平。

我国勘探、测井设备的可靠性、时效性及测量精度与国外先进水平相比差距较大，随钻测斜仪、快速录井仪、钻井参数仪等虽已研制成功，但应用较少。开采页岩气专用的全液压钻机、连续油管钻机、斜直井钻机、丛式井钻机、套管钻机和集装箱式钻机以及与钻井配套的自动化设备，均处于研制或小范围应用阶段。连续油管作业设备的研制生产虽然已经起步，但其性能有待提高，且配套设备不全。

第三，工艺技术和装备分离。页岩气勘探开发工艺技术和装备是融为一体、密不可分的。但由于历史原因，我国装备制造企业与油气勘探开发企业及科研设计院所的结合不够紧密，且油气勘探开发技术服务产业发展还不成熟，导致工艺技术研究和装备制造分离，装备制造企业不能很好地掌握工艺技术的发展和要求。这是加快页岩气勘探开发技术突破和装备研制的主要障碍之一。

第四，油气装备制造业有待转型升级。我国的油气勘探开发装备制造业总体上缺乏核心竞争力，有待转型升级。一是企业规模普遍较小，且缺乏特色，产品结构集中在中低端，不少产品产能过剩，导致行业市场集中度较低；二是研发投入有限，技术资源分散，自主创新能力薄弱，技术水平不高，在核心技术、关键材料、基础部件、高端产品等方面差距很大，缺乏持续发展能力；三是商业模式发展滞后，以装备产品制造为主营业务，缺乏提供技术解决方案和全面技术服务的能力。

2.4.3 天然气管网不足

高投入和低回报使页岩气在短期内难以实现大规模工业化生产。目前，我国页岩气采收率过低的问题在技术上还难以解决。页岩气的采收率一般只有 5% ~

20%，而常规天然气的采收率则在60%以上，加之开采出来的页岩气不像常规天然气那样有早已成型的输送管网运送，因此，开采和运输的高成本是页岩气开发短时间内一个不可逾越的障碍，使页岩气开发在经济上存在很大的风险，页岩气的市场价格也很难与常规天然气竞争。

“十二五”期间，我国新建天然气管道（含支线）4.4万km，比2010年增长110%，新增干线管输能力约1 500亿m^3/a；新增储气库工作气量约220亿m^3，比2010年增加12.2倍，约占2015年天然气消费量的9%；城市应急和调峰储气能力达到15亿m^3。初步形成了以西气东输、川气东送、陕京线和沿海主干道为大动脉，连接四大进口战略通道、主要生产区、消费区和储气库的全国主干管网，形成多气源供应、多方式调峰、平稳安全的供气格局。但是与其他发达国家相比，我国天然气管网的规模和覆盖程度明显偏低，作为天然气产业链的储运环节，我国的储运能力远远不能满足天然气市场的需求，无论是管网还是城镇燃气输配基础设施的建设均将成为未来基础设施建设中的重点，加速建设管道等基础设施是有效解决页岩气输送瓶颈的关键。

天然气产业基础设施工程建设任务艰巨，建设周期长。我国天然气产业的发展和管网建设面临着不少“瓶颈”。

一是资源和市场“东西相隔”致输气成本较高。我国天然气消费市场主要分布在东部，而资源主要集中在西部，必须通过长输管道将资源与市场联接起来。因此，出现长输管道调运能力不足。西气东输一线、陕京线系统等基干管道调运能力已经于近年达产，而在建管道投产需要一定时间，干线调运能力不能满足市场增长的需要。相关资料显示，西气东输一线的管输费为0.84元/m^3，西气东输二线的管输费已超过1元/m^3以上。

二是管道建设与油气田开发不协调。油气田产能建设是连续性的，而管道建设是待预测可供应量达到一定规模时才考虑建设，并且往往需要2～3年才能建成投产。因此，油气田的建设和输送管道的建设，二者存在阶段性的矛盾。

三是地下储气库有效工作储量不足。就我国目前的情况来看，发展天然气最大的“瓶颈”是影响到安全生产运行的地下储气库调峰设施。从资料数据来看，按照天然气消费量的8%～12%来考虑调峰需求，近年我国调峰能力最低应为100亿m^3，而目前我国地下储气库有效的工作储量只有21亿m^3，仅占天然气消费量的2%，调峰设施能力严重不足。

四是支线建设必须加快加强。在国家的支持和相关企业的努力下，我国基干管道建设步伐较快，基干管网不断完善。然而，连接长输管道与用户的支线（最后一公里管线）建设相对较慢，不能满足即时用气需求。而且，干线管网与区域管网在时间、能力上的协调与匹配也是影响销量的因素。

2.4.4 需要进一步的政策支持和公益项目支持

美国页岩气产业的发展得益于完善的产权制度与成熟的市场机制，便于企业

进入与退出，鼓励自由竞争与合作，产业效率高，尽管对于页岩气生产过程补贴偏弱，但对于技术研发方面有财政扶持。我国页岩气产业发展面临着产权重叠，主要资源仍被国企掌握，天然气定价机制非市场化等诸多问题。虽有产业扶持政策与财政补贴政策，但补贴力度与企业大量的资本投入相比微不足道。

页岩气作为一种独立新矿种的地位已获得国家确认，但是相应的管理制度及监管政策迟迟没有出台，一方面给人一种页岩气资源管理“走一步看一步”的感觉，缺乏制度性的打算和谋划；另一方面，又给人一种忧虑，页岩气勘探开发市场虽然放开了，但是缺乏及时有效有力的监管，可能出现不遵循地质规律的乱采滥挖现象，导致市场无序和资源浪费。

页岩气开发缺乏相应的政策扶持。按照国外的经验和做法，在风险高、投入大、技术要求高的非常规资源的开发初期，政府通常出台鼓励和扶持措施，加大政府公益性地质调查支持力度。目前我国尚缺乏扶持和鼓励页岩气开发利用的有关政策，虽在一定程度上开展了页岩气公益性地质调查项目，但面对我国页岩类型多、分布广的地质特点，显得杯水车薪。

第 3 章　国外页岩气发展现状

3.1　世界主要国家页岩气发展现状

3.1.1　美国页岩气开发现状

自 20 世纪 90 年代以来，随着对地质认识的不断深入和勘查开发技术的进步，美国页岩气开发得到快速发展，产量增长迅猛。特别是在 2006 年以后，页岩气年产量由 279 亿 m^3，快速增长到 2012 年的 2 653 亿 m^3，平均年增长率高达 46.6%，2013 年产量突破 3 000 亿 m^3，占美国天然气产量的比例超过 40%。美国已经进行了 36 套页岩的勘探，其中：2 套主要为生物成因页岩气藏，1 套为混合气藏，20 套为热成因页岩气藏，8 套为页岩油藏，2 套未发现页岩油气。美国页岩气八大主力产层为 Haynesville 页岩、Marcellus 页岩、Barnett 页岩、Fayetteville 页岩、Eagle Ford 页岩、Woodford 页岩、Bakken 页岩和 Antrim 页岩。

美国页岩油资源也很丰富。据 EIA 资料，美国页岩油可采资源量达 33 亿 t。目前，北达科他州的 Bakken 页岩、德克萨斯州的 Eagle Ford 页岩和 Barnett 页岩是页岩油的主要产区。美国页岩油产量已经由 2000 年的 15 万桶/d（750 万 t/a）增长到 2012 年的 278 万桶/d（约 1.39 亿 t/a），2013 年为 360 万桶/d（约 1.8 亿 t/a），已占美国石油总产量的三分之一以上。

美国历年页岩气产量见表 3－1。

表 3－1　美国历年页岩气产量　（单位：亿 m^3）

年份 / 产层	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Antrim	49. 78	47. 66	45. 23	41. 88	40. 52	39. 31
Barnett	19. 03	32. 47	52. 46	72. 89	88. 72	117. 14
Fayetteville	0	0	0	0	0. 03	0. 65
Woodford	0. 89	0. 89	0. 95	1. 04	1. 56	2. 6
Haynesville	13. 22	12. 86	12. 49	10. 95	10. 02	9. 44
Marcellus	0. 06	0. 06	0. 04	0. 04	0. 05	0. 24
Eagle Ford	0	0	0	0	0	0
Bakken	0. 48	0. 47	0. 43	0. 43	0. 4	0. 49
RestofUS	34. 42	37. 09	40. 31	42. 73	45. 31	47. 41
合计	117. 89	131. 51	151. 92	169. 97	186. 62	217. 27

年份 / 产层	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Antrim	38. 5	37. 26	34. 87	33. 77	32. 1	30. 43	28. 64
Barnett	166. 34	257. 86	385. 27	423. 19	438. 57	483. 05	490. 81
Fayetteville	4. 12	23. 8	75. 14	144. 53	217. 57	264. 38	286. 85
Woodford	7. 33	22. 26	54. 6	87. 2	107. 89	124. 46	117. 95
Haynesville	8. 47	8. 19	14. 93	125. 3	388. 65	669. 17	691. 87
Marcellus	1. 25	2. 77	11. 71	12. 69	132. 69	351. 92	651. 01
Eagle Ford	0	0. 03	0. 17	4. 27	26. 96	101. 42	184. 13
Bakken	0. 68	1. 49	2. 69	5. 35	11. 39	20. 01	38. 79
RestofUS	52. 23	144. 28	147. 3	147. 4	147. 83	154. 94	163. 24
合计	278. 92	497. 94	726. 67	983. 7	1 503. 66	2 199. 79	2 653. 28

美国的页岩气勘探开发历程大致经历了以下 4 个阶段：

1821—1975 年为美国页岩气早期勘探开发阶段，主要集中在美国东部的阿巴拉契亚、密执安、伊利诺伊盆地，以泥盆系和密西西比系黑色页岩为目的层。在此阶段，除了对阿巴拉契亚盆地 Ohio 页岩的 Big Sandy 气田、密歇根盆地 Antrim 页岩气进行了商业开发外，其余大量钻井无商业气流或仅见低产气流，从而未能进入大规模的商业开发。

1975—2000 年是美国页岩气地质理论与勘查技术的攻关阶段，实施了针对页岩油气的研究与开发工程，主要包括阿巴拉契亚、密执安和伊利诺伊盆地，加强了对页岩油气的地质、地球化学、开发工程等方面的理论研究和技术攻关，开展了对目的层地质、地球化学条件的定性和定量描述、经济评价、增产工艺和钻井、完井工程设计等技术的研发，证实了以阿巴拉契亚盆地泥盆系和密西西比系为代表的东部地区黑色页岩的产气能力和巨大资源潜力，使页岩气资源正式成为新的天然气资源和勘探开发目标。70 年代末，针对福特沃斯盆地的 Barnett 页岩开展了深入研究。1980 年，为了摸清页岩气的分布规律及发现新的页岩气田并进行资源潜力评价，美国天然气研究所（GRI）实施了包括资源鉴定、提高产量、压裂技术、水管理等 30 多个研究项目在内的东部含气页岩研究计划。1981 年，Mitchell 能源公司在得克萨斯州北部的福特沃斯盆地 Barnett 页岩钻探了第一口取心评价井，并大胆地对 Barnett 页岩段进行了氮气泡沫压裂改造，于 1982 年发现了 Barnett 页岩气田，由此将页岩气产区从美国东部迅速推向了中南部地区。20 世纪 80 年代后，水力压裂、水平井钻探、分段压裂及重复压裂等技术迅速发展并不断成功推广应用，推动了美国页岩气的商业性开采。20 世纪 90 年代，美国天然气技术协会（GTI）组织人员对泥盆系和密西西比系页岩气潜力、地层评价、裂缝描述、取心技术、套管井设计、水力压裂技术、水平井钻完井技术和提高采收率等关键问题进行深入探讨，逐步构建了以岩心实验为基础、以测井定量解释为手段、以地震预测为方向、以储集层改造为重点和以经济评价为主导的勘探开发体系。

2000—2006 年是美国页岩气快速发展阶段。由于页岩油气勘查开发技术不断提高并得到广泛应用，同时加密的井网部署，使页岩气的采收率提高了 20%，钻井数量连年迅速增长，年产量迅速攀升。2002 年，随着 Dovon 能源公司 7 口页岩气实验水平井取得巨大成功，水平井成为页岩气开发的主要钻井方式。许多公司开始尝试水平井压裂，使页岩气产量成倍增加，由此拉开了页岩气产业快速发展的序幕。2004 年，水平井分段改造和清水压裂技术得到快速普及，获得更好的效果。2006 年以前，美国的页岩气产量主要来自 Antrim 页岩和 Barnett 页岩，2006 年后相继开发了 Fayetteville 页岩、Woodford 页岩、Haynesville 页岩、Marcellus 页岩及 Eagle Ford 页岩。随着美国页岩气产量的快速提高，美国的商业用气和工业用气价格开始逐年下降。截至 2006 年年底，美国的页岩气井已达到 40 000 余口，产量达到 278.92 亿 m^3，占美国天然气总产量的 5.9%。随着水平井钻完井、大型水力压裂、分级压裂、多井同步压裂等先进技术的不断突破，“井工厂”批量生产作业模式的规模化推广应用，不但大幅提高了页岩气单井产能，而且延长了页岩气井开采期限，有效降低了页岩气开采成本。

2007 年至今是美国页岩气产量高速发展阶段。目前美国东部、中南部、西

南部和西加拿大地区的50余个盆地46套页岩层中确定有页岩油气存在，几乎包括北美地区所有的海相烃源岩。页岩气年产量超过50亿m^3的页岩有Woodford页岩（52亿m^3）、Montney页岩（62亿m^3）、Haynesaville页岩（93亿m^3）、Fayettville页岩（145亿m^3）和Barnett页岩（475亿m^3）。页岩气开发深度由早期的180～2 000m加深至2 500～4 500m，个别盆地达6 000m；生产井数年增3 500～4 500口（增长10%～15%），截至2008年年底，美国的页岩气井已达到42 000余口，产量达到726.67亿m^3，占美国天然气总产量的10%。至2009年，美国的页岩气井累计达98 590口，尤其是水平井数量大幅增加，占当年井数的75%以上；水力压裂等技术的突破使储层改造费用降低了65%，最终采收率提高了20%。在过去10年里，美国页岩气产量增加了近10倍，近年来实现了年年翻番，2012年美国的页岩气产量已达2 653.28亿m^3，2006—2014年年均增长46.6%。页岩气占天然气总产量的比例由2000年的2%提高到2014年的37%。

从美国页岩气勘查开发的历程来看，美国页岩气勘查开发取得巨大成就的关键因素在于页岩气水平井钻完井装备技术和水平井分段压裂装备技术水平的突破和发展。

3.1.2 加拿大页岩气开发现状

加拿大是继美国之后世界上第二个成功开发页岩气的国家。加拿大页岩气资源丰富，据国际能源署2011年4月份公布的数据，加拿大页岩气技术可采资源量为11.0万亿m^3。加拿大国家能源委员会认为三叠系Montney组、白垩系Colorado群、石炭系Horton Bluff组、奥陶系Utica组以及Horn River盆地的泥盆系是加拿大主要的页岩气富集带。除了Horton Bluff页岩和Utica页岩外，加拿大页岩气资源主要分布于西部的不列颠哥伦比亚（British Columbia）、艾伯塔（Alberta）、萨斯喀彻温（Saskatchewan）和东部的魁北克（Quebec）等省的12个含页岩气盆地中，可采资源量为6.79万亿m^3。目前Montney页岩已大规模开发，艾伯塔省中东部的Wildmere地区Colorado页岩已投入小规模开发，Horn River盆地内页岩气处于开发早期，Utica和Horton Bluff页岩均处于勘探阶段。

目前，已有多家油气生产商在加拿大西部地区进行页岩气的开采或开发试验。从2005年开始中国三大石油公司在加拿大投入巨资，携手加方开发油砂、页岩气等非常规资源，中海油并购尼克森，中石油投入22亿美元与加拿大Encana公司合作开发阿尔伯塔省的页岩气。2010年8月，宾州西部能源信托公司（PWE）与三菱公司组建合资企业，共同开发PWE公司在加拿大不列颠哥伦比亚省东北部Cordova Embayment地区的页岩气资源。2010年12月，南非沙索公司（Sasol）宣布，以10.3亿美元收购Talisman能源公司的50%股权，与其共同开发加拿大不列颠哥伦比亚省Montney页岩区，从而进入北美页岩气市场。2011年3月，沙索公司与加拿大Talisman能源公司签署第二项协议，以约合10.8亿美元

收购位于不列颠哥伦比亚省 Montney 盆地 Cypress A 页岩气资产 50% 的股份。2012 年 5 月，波兰总理唐纳德·图斯克和加拿大总理斯蒂芬·哈珀在加拿大首都渥太华宣布，两国将加强能源领域的合作来开发页岩气藏。

与美国相比，加拿大页岩气开发还处于初级阶段，尚未进行大规模的商业性开采。2007 年加拿大第一个商业性页岩气藏在不列颠哥伦比亚省东北部投入开发，2009 年加拿大页岩气产量达到 72 亿 m^3，根据 ARI 的预测，到 2020 年加拿大页岩气产量将达到 625 亿 m^3。加拿大页岩气资源丰富，技术与装备先进，勘探开发前景广阔。加拿大主要页岩气层对未来页岩气产量的贡献如图 3 – 1。

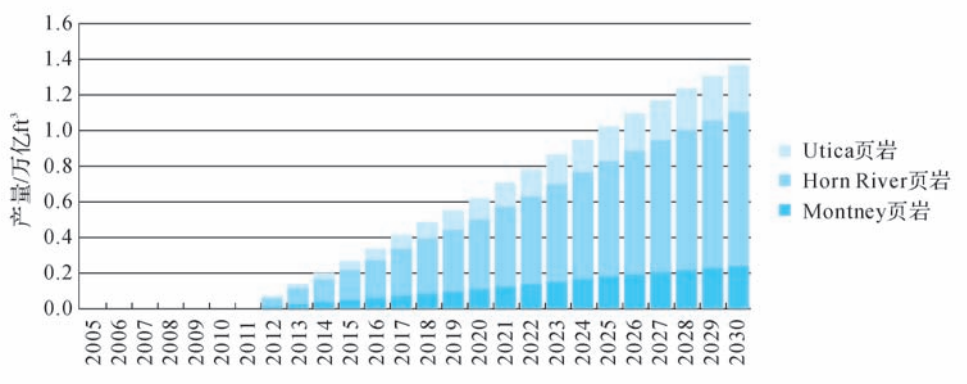

图 3 – 1　加拿大主要页岩气层对未来页岩气产量的贡献

注：来源：ARI，2009。

3.1.3　墨西哥页岩气开发现状

墨西哥的页岩油气资源主要分布在 Burgos 盆地、Sabinas – Burro – Picachos 盆地以及 Tampico – Misantla 盆地白垩系的 Eagle Ford/LaCasita 区带和侏罗系的 Pimienta/Agua Nueva 区带，这两个区带的潜在页岩油气资源量为 8.38 万亿 m^3。除了上述三个盆地之外，Chihuahua 和 Veracruz 盆地的页岩油气资源开发潜力也较大。总体来看，墨西哥的页岩油气资源分布具有“北气南油”的特点。

墨西哥页岩油气勘探开发处于早期阶段，目前仅投入少数探井工作量。墨西哥境内 EagleFord 区带被认为是未来最具页岩油气产业发展前景的区带，从地理位置看，该区带是美国得克萨斯州 EagleFord 页岩区带的自然延伸。目前该区带有 11 口探井，其中 3 口有干气显示，6 口有油气显示，每口井的钻探成本约在 1 000万美元上下。侏罗系的 Pimienta/Agua Nueva 区带被认为是墨西哥最具发展潜力的地区，该区带钻井成本与伊格尔福特区带接近，平均每口井为 940 万美元。这两个区带更靠近墨西哥南方，目前共有 14 口井投入工作，其中 4 口有干气显示，1 口有页岩油显示。Pimienta/Agua Nueva 区带的页岩油气资源同美国页岩气勘探开发的发源地 Barnett 的页岩油气资源状况相似，有可能成为墨西哥的“Barnett”。

墨西哥海相页岩所在的盆地的构造条件复杂。与美国德克萨斯州和路易斯安娜州宽阔且比较平缓的页岩带相比，墨西哥海岸页岩分布狭窄，缺乏连续性，构造复杂。

墨西哥页岩油气资源主要分布于墨西哥湾地区陆上的 Burgos 盆地、Sabinas – Burro – Picachos 盆地及 Tampico – Misantla 盆地的海相泥页岩中，主要层系为上白垩统、中 – 下白垩统和上侏罗统。其中上侏罗统是这一地区常规油气的主要烃源岩，对于页岩气开发来说最具有潜力。这套泥页岩与美国南部侏罗系和白垩系的页岩属于一套地层，尤其是 Eagle Ford 和 Haynesville 的页岩。预计其天然气和石油的技术可采资源量分别为 15.4 万亿 m^3 和 20 亿 t。而其中位于 Burgos 盆地的 Eagle Ford 页岩是页岩气有利区，其范围从南部德克萨斯州向北延伸至墨西哥，预计其天然气和石油的技术可采资源量将分别达到 9.7 万亿 m^3 和 10 亿 t。

墨西哥的页岩油气开采始于 2002 年。2002 年，墨西哥国家石油公司为了提升其国内油气保障能力，开始实施新的天然气发展战略，页岩气自然被纳入发展规划之中。2003 年，墨西哥举行首轮油气田服务招标，其中 Burgos 盆地的所有天然气区块均在招标之列，此次招标首次允许私营和外资资本进入墨西哥油气领域。2004 年，美国 Lewis 能源公司与墨西哥国家石油公司签署 MSC 合同，获准在墨西哥与美国得克萨斯州边界的 Olmos 区块从事油气钻探工作，因此，Lewis 能源公司成为首家在墨西哥从事油气勘探开发的美国企业。

2008 年，墨西哥政府修订了国家能源政策，其中包括给予墨西哥国家石油公司一定程度的自主权，允许其与外资公司签署风险服务合同。2011 年，墨西哥国家石油公司宣布完成 Emergente – 1 页岩气井的钻探，该井获得了 8.49 万 m^3/d 的天然气日产量。

2014 年 8 月，墨西哥能源改革二次立法获得通过，此次改革对于墨西哥国内油气勘探开发具有重要意义。二次立法打破了 1938 年以来一直执行的禁止私营和外资资本参与国家能源行业投资的禁令，终止了墨西哥国家石油公司在石油行业 75 年的垄断历史，体现出鼓励和吸纳更多外资进入墨西哥油气领域，以扭转国内油气生产下滑趋势的基本宗旨。除此之外，此次能源改革还就墨西哥油气管理体制和机制的一些具体问题做出了新的规定和说明，主要包括：建立 4 种勘探开发合同模式，即服务合同、产量分成合同、利润分成合同以及特许经营合同；给予墨西哥国家石油公司在外资参与招标之前优先选择区块的权利，这些区块是指那些墨西哥国家石油公司能在 3 年内通过资金和技术投入实现开采的区块；给予能源管理委员会（CRE）、能源部、国家油气委员会（CNH）油气规制管理的职能，创建国家产业安全与环境保护机构；继续保持墨西哥国家石油公司的企业地位，给予其更多的行政管理和预算职能，允许国家石油公司和其他性质企业参与竞标；设立墨西哥油气基金，以实现国家对合同支出和油气收入的管理职能。

墨西哥国家石油公司于2011年在墨西哥北部首次获得页岩气发现，不久墨西哥政府就宣布该地区的页岩气资源量可以极大程度地弥补其国内天然气资源储量的下降。2013年墨西哥能源改革之前，墨西哥国家石油公司花费5亿美元在1 000km^{2}范围实施三维地震数据采集，并计划于2012—2016年投资30亿美元，钻探175口页岩探井用于评价页岩油气潜力。但这一工作量与美墨边境美国境内得克萨斯州13 000口井的数量相比还存在较大差距，评价结果是否能够做到准确还很难说。

或许正因为如此，很多研究和咨询机构对墨西哥未来的资源前景评价工作表现出一定程度的质疑。这种质疑主要表现在两个方面：一是墨西哥国家石油公司能否在2～3年内完成175口页岩探井；二是即使完成了这一数量的探井，但按照美国等先进国家的经验，这一数量的探井能否准确测算墨西哥的页岩油气潜力。尽管墨西哥实施上述资源评价计划尚有不确定性，但毕竟在页岩油气领域迈出了第一步，特别是新近通过的能源改革法案，属于制度方面的重大变革，再加上伊格尔福特区带在墨西哥境内的自然延伸以及在美国境内的成功开发，让人们还是对墨西哥的页岩油气潜力充满期待。

3.1.4 阿根廷页岩气开发现状

阿根廷位于南美洲南部，面积约278万km^2，是南美地区第二大国家。阿根廷油气资源较丰富，有多个含油气盆地，其主要类型为弧后前陆盆地。油气资源主要集中在次安第斯前陆盆地群中，这些盆地的演化特征和北美大陆西部盆地的演化特征相似，因此具有相似的油气地质条件。

目前，在北美大陆西部多个盆地已发现多个页岩气有利层系。根据美国能源署2010年4月统计结果，阿根廷页岩气储量排在世界第三位。而根据阿根廷国营能源公司（YPF）2013年7月估计，阿根廷大型Vaca Muerta页岩油气田面积达2.99万km^2（740万英亩），被认为是世界上最有发展潜力的页岩区之一，拥有1 050.9亿m^{3}石油和33.44万亿m^{3}天然气资源。

阿根廷油气资源主要集中在次安第斯前陆盆地群中，已发现油气的92%以上位于内乌肯盆地（Neuquen Basin）、圣乔治盆地（San Jorge Basin）、奥斯特洛尔盆地（Austral－Magallanes Basin）、库约盆地（Cuyo Basin）、白垩纪盆地（Cretaceous basin）以及查科盆地（Chaco basin），其中以内乌肯盆地、圣乔治盆地、奥斯特洛尔盆地、库约盆地4个盆地最为重要。据美国能源咨询公司（IHS）数据统计显示：截至2013年年底，4个盆地累计发现石油可采储量为23.32亿m^3，天然气为19 621亿m^3，凝析油为1.01亿m^3。内乌肯盆地、圣乔治盆地和奥斯特洛尔盆地是阿根廷页岩油气主要勘探区。

Repsol－YPF公司在阿根廷内乌肯盆地发现的页岩油使该地区有可能成为北美以外一个重要的非常规油气开发区。YPF公司对5口井的报告显示，Vaca

Muerta 页岩的初始日产油量为 31.8～89m^3/d（200～560 桶/d）。YPF 公司曾宣布将会在一个面积为 25km^2 的区域内开展试采项目，将在该区新钻 17 口探井，并压裂已有的 14 口井。2011 年 5 月，YPF 发现了 0.24 亿 m^3（1.5 亿桶）石油当量的可采轻质油资源。

参与 Vaca Muerta 页岩勘探开发的 Apache 公司，完成了一口长 4 419.6m（14 500ft）的水平井，并进行了 10 段水力压裂。EOG 资源公司在内乌肯盆地新增了 404.7km^2（100 000 英亩）的区块，并完成 2 口探井。Exxon Mobil 公司在内乌肯盆地拥有 971.24km^2（240 000 英亩）的区块。最近，Americas Petrogas 公司在内乌肯盆地内打了 1 口探井，在 Vaca Muerta 区块钻遇了一套厚 530.96m（1 742ft）的页岩区。

阿根廷的 Apache Energía 公司与 Madalena 投资公司合资共同开发内乌肯盆地的 Cortadera 区块。加拿大卡尔加里的 Crown Point 公司正在进行内乌肯盆地内的钻井工程。最近，Baker Hughes 公司刚完成了第一个为 YPF 公司在内乌肯盆地的页岩气水力压裂项目。Americas Petrogas Argentina S. A. 公司与 Gran Tierra 能源公司正在内乌肯盆地的 Rinconada Norte 区块进行钻井。Americas Petrogas 公司与 Ingeniería Alpa SA 公司已签订协议，获得其在 Los Toldos 区块 33% 的经营权益，以及 Ingenieria Alpa SA 公司位于阿根廷内乌肯省的 Totoral、Yerba Buena 和 Bajada Colorada 等地的 19% 的经营权益。

2015 年 7 月，阿根廷内乌肯省省长豪尔赫·萨帕格表示，阿根廷国家石油公司（YPF）、泛美能源公司和德国温特斯豪公司在未来的 35 年里将向 Vaca Muerta 页岩投资 380 亿美元。这 3 家公司将使用新的特许权来开发 Lindero Atravesado 和 Bandurrias 油气田，在 2015—2018 年的 3 年里将向 Vaca Muerta 页岩投资 14 亿美元。预计在未来的几年里，内乌肯省的石油产量将增加 1 倍，可为阿根廷节省 16 亿美元开支。

3.2 国外页岩气装备发展现状

页岩气水平井钻完井技术和分段水力压裂改造技术是页岩气勘探开发的关键技术，美国正是在突破这两项关键技术之后，页岩气产量开始突飞猛进的增长。美国各大页岩气田在勘探开发过程中逐渐摸索改进，形成适合本地区页岩地质特征的页岩气水平井钻完井和分段改造技术体系。例如：Barnett 页岩气田普遍采用二开水平井钻井方式，一开用 ϕ311.1mm 钻头钻至井深 240～300m，下入 ϕ244.5mm 表层套管；二开用 ϕ222.2mm 钻头钻至 Barnett 页岩气藏目的层，造斜点井深约 2 100m，造斜段井眼曲率一般为 8°/30m，水平段长度 450～900m。在钻井过程中通常采用电阻率成像 LWD 工具，成像资料先保存于井下记忆芯片之中，待取出至地面后才可获得地层测井参数，所以在测井资料获取方面存在滞后

性。针对这种问题研制开发了一种新型的可提供随钻测井数据的 LWD 工具，该新型 LWD 工具提供的随钻测量数据包括：井斜、方位角、多电阻测井数据、环空压力、钻柱振动、温度等。新型 LWD 工具使用了可提供最优定向控制和储层评价的高精度表面系统，大大提高了工具的可靠性，同时在有限的空间内优化了传感器到钻头部分的结构。针对二开钻井过程中遇到研磨性砂岩时，常规 PDC 钻头牙齿极易磨穿或热疲劳损坏的问题，开发研制了新型的 Quantec FORCE PDC 钻头。针对传统旋转导向钻井系统（RSS）造斜率不高的问题，研制开发了高造斜率 RSS。针对高密度的防漏失剂会影响井下 MWD 设备性能的问题，S. Janwadkar 等人研制出了一种电磁随钻测量系统。针对钻柱与井壁之间接触产生的高摩阻问题，Steven Barton 等人研制出一种新型的井下振荡器。为了实现更高的井眼曲率，优化井身结构，Azar Azizov 等人成功地研制出了一种新型的导向马达。

由于页岩气的勘探开发投入成本高、产能低，使得石油公司面临着诸多挑战。利用有效的钻完井技术，减少非作业时间，缩短建井周期，降低作业成本显得非常重要。井工厂（Factory Drilling）是丛式井场批量钻井（Pad Drilling）和工厂化钻井（Factory Drilling）等新型钻完井作业模式的统称，是指在同一地区集中布置大批相似井，使用大量标准化的装备和服务，以生产或装配流水线作业的方式进行钻井和完井的一种高效低成本的作业模式。页岩气“井工厂”开发模式已经被证明是经济可行的方案。其核心是在一个井场钻多口水平井，实现可重复、批量化作业的工厂化生产模式。“井工厂”关键技术包括井场部署、批量化作业、特种作业钻机、井眼轨迹控制技术、同步压裂技术、裂缝监测技术、钻井液循环利用技术和压裂液回收利用技术等。自从美国 1821 年钻完世界上第一口页岩气井以来，页岩气钻井先后经历了直井、水平井、丛式“井工厂”的发展历程。目前国外页岩气“井工厂”钻井在单井场最多布置 36 口井，采用单排或多排排列，单排井间距一般为 10 ~ 20m，多排井间距一般为 10 ~ 20m，排间距为 50m 左右。

第 4 章　我国页岩气勘探开发与国外先进国家的比较

4.1　页岩气产业发展阶段和勘探开发技术水平比较

美国的页岩气产业发展已有 100 多年历史，从早期的勘探摸索阶段，到后期的高速发展阶段，页岩气勘探开发的地质理论到技术装备不断发展和成熟，逐步形成了对纳米孔隙系统“连续型”油气成藏地质理论、水平井体积压裂“人造

渗透率”核心技术及低成本“井工厂”开发模式的创新，目前已形成了一整套成熟的页岩气地质理论和勘探开发技术体系。

而我国的页岩气资源调查从2009年以来才逐步展开。虽然我国的页岩气资源丰富，但资源类型多，保存条件复杂，2012年以前在借鉴北美经验的基础上，在扬子地区部署了利页1井、恩页1井、龙页1井、河页1井等，但效果都不理想。国土资源部开展了全国页岩气资源评价，在四川盆地及周缘，滇黔桂等地区部署了一批调查井，虽然获取了一些页岩气资源评价参数，但并未取得大的发现。在总结前期工作基础上，对中美页岩气地质条件差异有了更明确的认识：即我国页岩气资源类型复杂，构造保存条件是我国页岩气成藏的关键因素。2013年以来中国石油在长宁—威远、富顺—永川和云南昭通也先后实现了页岩气产量突破。中国石化首先在四川盆地涪陵地区焦石坝通过焦页1井的钻探和压裂获得了20.3万m^3/d的高产气流，实现了页岩气产量突破，涪陵页岩气田成为除北美之外的世界上最大的页岩气田，我国也成为世界上继美国和加拿大之后的第三个实现页岩气商业化开发的国家。

目前我国已初步形成了南方海相龙马溪组页岩“二元富集”地质理论；初步形成了海相页岩气甜点识别技术；形成了适合我国地质特点的页岩气水平井钻完井技术和水平井分段压裂试气技术，并尝试了“井工厂”钻井和压裂开发模式。我国的页岩气水平井钻井目前主要集中在中石油的长宁—威远和中石化的涪陵焦石坝地区，已掌握了3 500m以浅的水平井钻完井和压裂改造技术，主要采用三开钻井方式，水平井段长度一般在1 000m左右，一般采用旋转导向钻井技术。针对页岩气井地层研磨性较强，机械钻速低，地质构造复杂，钻进过程中易发生漏失等难题，国内页岩气开发多采用欠平衡钻井、空气钻井和水力脉冲钻井等技术，并根据钻遇地层情况优化钻井钻头，提高了钻井效果。目前，我国80%的页岩气钻井设备实现了国产化，自主研发了轮轨式钻机、步进式钻机，以及国产新型PDC钻头、复合桥塞及配套工具、3000型压裂车等设备。

但与国外页岩气勘探开发的先进技术相比，我国的页岩气勘查开发还处于起步阶段，对除海相页岩气之外的海陆过渡相和陆相页岩气富集理论还需进一步明确，对大于3 500m以深的页岩气水平井钻完井及分段压裂改造技术还需进一步攻关，还需进一步研发高效PDC钻头、耐油螺杆、井下封隔器等高效钻具和工具，提高钻井速度、钻头使用寿命，确保井下施工安全。

4.2 页岩气产业发展规模比较

美国的页岩气产业已形成了从勘探、开发、技术服务到管道运输的产业链，从政府部门的管理、各类政策措施、投资者的勘探开发作业、技术服务公司的各类技术服务到后期的管道运输和销售等方面都非常成熟和完善。美国的页岩气勘

探开发从最初的美国东部 Bannet 页岩开始，已逐步辐射到美国全国各大盆地共 36 套页岩层系。在页岩气勘探开发的基础上，页岩油产量也不断提高，页岩油气已成为美国能源供给的主体，实现了美国能源的自给自足，改变了世界能源供给格局。

近几年我国的页岩气勘查开发快速发展，实现了页岩气商业化开发，页岩气产量由 2013 年的 2 亿 m^3 增长到 2014 年的 12 亿 m^3，2015 年已形成 60 亿 m^3 产能，并逐步形成了页岩气水平井钻完井和压裂改造技术体系，但我国的页岩气产业仍处于起步阶段。我国页岩气勘探开发仅在四川盆地内局部地区和局部层系的点上取得了突破，而未取得面上的突破。目前四川盆地外围的招标区块勘查开发依然面临众多难题，我国海陆过渡相和陆相页岩气资源依然不明，更未实现突破。目前仅初步建立了南方海相页岩气富集规律地质理论和勘探开发技术体系，这些理论和技术对其他地区和其他层系的页岩气开发未必适用，还需进一步探索攻关。

4.3 页岩气开发方式和管理措施比较

美国的油气资源管理制度是基于土地所有权建立起来的，其土地所有权分为联邦政府（包括印第安专属区）、州政府和私人所有三种形式，各类土地所有权法律地位平等。陆上油气资源据此可分为联邦政府、州政府、私人三种所有权形式。联邦政府所有的土地占 32%，主要分布在西部；州及地方政府所有的土地约占 10%；私人土地占 58%，主要分布在东部。海域油气资源分别由联邦和州政府管理，近海（海岸线 9 海里、3 海里或 3 英制海里以内，各州不同）油气资源一般归州政府所有，远海（州管理区以外）油气资源一般归联邦政府所有。

联邦所有土地的矿业权，需向联邦内政部申请，通过内政部公开招标获得。陆上区块由内政部下属的土地管理局管理，海上区块由海洋能源管理监管和执法局管理。1987 年美国国会通过的矿法修正案，规定所有石油和天然气区块均以“口头竞标”的方式出让，即“拍卖”，由租价高者获得。石油企业通过参加政府公开招标出让程序获得矿产开发和生产权，政府不直接干预企业的生产和经营。受环境影响因素的制约，联邦政府一般不主动拿出页岩气区块进行招标。州政府所有土地的矿业权，各州有不同的部门进行管理，申请者须向这些管理部门提出申请，通过公开招标获得。在私人土地上，申请人直接与土地所有者协商，需要一家一家的和土地所有人谈判，签订租约合同，报州政府备案即可。土地所有者通过租赁，将一定时限的油气资源开发权出租，除了收取租金外，还从开发收入中分成，即租约制。土地主可以把土地所有权和地下资源所有权分开，将地下的油气资源一次性卖出，地下资源所有权人还可以通过租约方式流转开发权。目前美国页岩气开发主要在私人土地上进行，主要是因为私人土地上的油气开发

租约和登记效率相对较高，矿业权登记程序时间短，仅需 2 个月左右（联邦和州政府土地则需 1 ~2 年）。

美国对于进入油气工业的主体没有资质限制，只要与土地所有者达成租约协议，开发方案符合环境保护等方面的要求，个人和公司都可以进入油气开发领域。无论是联邦政府还是州政府都没有设定油气勘探开发企业的准入门槛和资质，鼓励多元资本进入油气勘探开发领域，并通过税收调控等手段鼓励中小企业进入油气工业和加大勘探投入。

企业拿到租约并通过高度市场化的组织进行勘探作业，获得发现后可将区块转让给大的石油公司规模开发。通过充分的市场竞争，美国形成了以埃克森美孚、雪佛龙等实力雄厚的大公司为主，上千家中小型石油公司参与的页岩气开发格局。

而我国的页岩气矿权全部归国家所有，由政府统一矿权管理。页岩气在成为独立矿种前，我国的油气矿权都掌握在中国石油、中国石化、中国海油和延长石油等少数几家企业手中，并无专门的政策鼓励非油企业涉足油气行业，矿权大都是由企业直接申请登记。从 2013 年宣布页岩气成为独立矿种后才开始逐渐打破这种油气垄断格局，鼓励非油企业进入页岩气勘探领域，并通过两轮页岩气区块招标，鼓励社会资本进入页岩气产业。对页岩气产业开发和管理模式目前还在进一步摸索过程中。

4.4 政府与民间对页岩气产业发挥作用的比较

美国联邦政府和州政府在油气资源管理上主要关注三个方面：一是维护所有者权益，保护土地所有者的收益、租金和分成；二是环境保护，通过详细的立法、准确公正的数据和强大的执法力量实施全过程监管，确保油气开发不破坏环境；三是市场调控，主要通过租金、分成、税收等手段鼓励或抑制油气资源的开发活动。

美国联邦政府和州政府相关部门都有履行管理和监督的职责，牵涉部门众多，但职责分工明确。美国能源部（DOE）是联邦政府能源宏观规划主管部门，负责制定和实施国家综合能源战略和政策。职责包括：收集、分析和研究能源信息，提出能源政策方案、制定能源发展与能源安全战略，研究开发安全、环保和有竞争力的能源新产品，管理核设施及消除核污染；负责石油战略储备和石油天然气进出口，跟踪分析油气资源开发、储运、油品加工、环境治理等。该部下设 14 个职能部门，约有 1 万多名政府雇员。

能源监管委员会是隶属于能源部的独立监管机构，负责依法制定联邦政府职权范围内的能源监管政策及实施监管，包括监管跨州的电力销售、批发电价、水电建设许可证、天然气定价和石油管道运输费，还负责批准和许可液化天然气接

收站、跨州的天然气管道和非联邦的水电项目。下设 6 个监管办公室，约有专业人员 1 200 名左右。

联邦内政部土地管理局是陆上石油天然气的管理责任部门，负责制定全国土地利用、矿产资源开发及复垦计划，并负责油气钻井的具体规范和审批。内政部林业局负责规范联邦所有林地上的油气资源勘探开发行为。内政部下属的土地管理局，主要负责审查联邦土地上各区块申请的勘探开发实施方案，评估是否能够达到相关标准进行开采，签发租约合同。该局与各州、地方政府联合，在全国设立 4 个不可再生能源协调办公室和 5 个石油天然气试点办事处，有约 1 500 名人员对油气资源勘探开发活动进行监管。

各州政府都设有相应的油气资源管理部门。如德克萨斯州，铁路委员会负责签发租约、油气钻井审批、监管钻井施工和油气管道运行。油气井钻探前需向铁路委员会提交地下水保护保证书，并有详细的保护方案。在钻遇含水层下保护套管前后、完井下套管前后均由铁路管理委员会现场检查环境保护情况。

我国的页岩气资源矿权目前由国家统一管理，即主要由国土资源部负责矿权登记管理和监管。省、市地方国土资源部门辅助管理。在页岩气勘探开发过程中，也在逐步探索政、企、地三方联动管理模式。

第 5 章　我国页岩气勘探开发及装备的发展环境分析

5.1　我国页岩气勘探开发及装备的发展机遇

我国政府高度重视页岩气产业的发展。近年来，在有关部门、油气企业、中标企业以及相关地质调查机构、科研院所的共同努力下，相关扶持鼓励政策逐步完善，页岩气资源潜力和有利区初步明确，油气企业取得了勘查重要突破，中标企业取得了重要进展，初步掌握了勘查开发技术和装备。

政府先后出台各类鼓励和支持政策，推动页岩气产业的健康快速发展。国土资源部积极探索页岩气资源管理政策和措施，通过建立页岩气勘查开发示范基地、与地方政府的联合攻关、积极跟踪页岩气区块勘查开发进展，努力搭建页岩气资料信息共享平台，多措并举，着力推进页岩气勘查开发。大多数地方政府也高度重视本地区页岩气资源的勘探开发利用，大力支持页岩气资源开发。

中国石油和中国石化等油气企业在四川盆地取得了页岩气勘查开发的重大突破，实现了页岩气商业化开发，初步形成了具有我国特色的页岩气勘探开发理论和技术体系，为今后的页岩气产业发展打下了良好的基础。页岩气中标企业也在积极探索，大胆尝试，通过一系列的地震和钻探部署，在四川盆地外围取得了良

好的页岩气发现，积累了页岩气勘探开发经验。

页岩气勘探开发市场不断开放，国家不断出台各类鼓励政策，鼓励和吸引社会资本的投入，为页岩气产业发展注入了活力。

我国常规油气勘探开发技术的发展为页岩气产业技术发展打下了基础。越来越多的油服公司通过国际合作吸收和掌握了国外先进技术，并通过创新应用建立了我国自主产权的页岩气勘探开发技术体系，能够满足未来页岩气产业发展的技术需要。

5.2 我国页岩气勘探开发及装备发展面临的挑战

目前，我国的页岩气勘探开发和技术装备仍旧面临如下挑战：一是由于大部分页岩气区块都掌握在中国石油和中国石化等少数油气企业手中，对大多数区块的勘探投入不够，无法准确评价页岩气资源潜力和快速推动页岩气整体快速发展。二是油气勘探开发技术和设备大多数掌握在油气企业手中，非油企业自身缺乏系统的勘探开发技术和装备，在其拿到页岩气矿权后，大多数只能通过招标让油气服务公司提供技术服务，这增加了企业的勘探开发投入，限制了勘探开发进程。三是大部分非油企业都存在人才的短缺和专业技术缺乏，无法系统地掌握本区块的勘探开发过程。四是目前部分国外页岩气勘探开发关键技术和装备仍掌握在少数油服公司手中，而油服公司仅提供技术服务而不提供技术支持，因此，仍有许多关键技术和装备需要攻关。五是虽然我国不断加大页岩气资源调查评价力度，但投入有限，无法全面开展全国页岩气资源潜力评价，特别是无法在油气矿业权区内开展页岩气资源潜力评价，导致目前我国的页岩气资源潜力情况仍旧不明。六是国家虽然出台了多项鼓励页岩气勘探开发的政策，包括页岩气开发补贴等政策，但作为对新兴产业高投入和高风险产业的勘探鼓励较少，部分企业在前期勘探投入受阻后很难开展后续工作。

5.3 我国页岩气勘探开发及装备的国际合作与竞争

目前越来越多的国外油服公司积极参与我国的页岩气勘探开发。比如壳牌、雪佛龙等国外公司通过入股中国石油、中国石化等公司的页岩气矿权，与其共同开展页岩气勘探开发；斯伦贝谢、哈里伯顿等国外油服公司也积极开拓我国页岩气技术服务市场。部分国内油服企业如安东石油技术（集团）有限公司、烟台杰瑞石油服务集团股份有限公司等，积极与国际公司开展技术合作，通过企业并购或技术合作等方式，联合开展页岩气勘探开发技术和装备的攻关与服务。但与国外从事页岩气勘探开发的企业相比，我国从事和开展页岩气勘探开发技术服务的公司相对较少，企业自身的技术水平还相对较低，勘探开发经验缺乏，技术装备较差，无法满足较大难度的页岩气勘探开发需求，部分关键技术和装备仍需依

赖国外技术服务，导致我国页岩气勘探开发成本一直居高不下。

在我国页岩气勘探开发的初期阶段，仍需加强国家之间的交流与合作，积极吸收和掌握国外页岩气勘探开发先进技术和装备。同时进一步加强页岩气科技攻关力度，积极进行页岩气勘探开发关键技术和装备攻关，鼓励更多的社会资本和企业进入页岩气勘探开发领域，鼓励企业加大页岩气勘探开发投入，积极推广页岩气勘探开发示范区经验和技术，积极营造有竞争、有活力、有秩序的页岩气勘探开发市场，努力加强资源监管和服务，为页岩气产业营造良好的发展空间。

第 6 章　我国页岩气产业的发展战略和发展目标

6.1　我国页岩气产业发展的指导思想

深入贯彻落实党中央、国务院关于加强天然气、煤层气、页岩气勘查开采的指示精神，以促进油气体制改革、提高我国油气资源保障能力为目标，创新勘探开发体制机制，放开资源勘探市场，完善人才激励机制，加大政府和国有资本投入，加强页岩气基础地质调查和理论研究，加大页岩气勘查开发核心技术和设备研发力度，加快页岩气勘查开发节奏，大幅提高页岩气探明储量和产量，形成多个规模产量。坚持页岩气资源利用与环境保护并重，推动页岩气产业健康快速发展。

6.2　我国页岩气产业的发展战略

从美国页岩气的发展战略来看，页岩气开发一直是美国能源独立和能源多元化战略的重要组成部分，为了实现页岩气规模开发、应用，美国政府一方面不断出台相关能源法案，以立法的方式保障页岩气开发的持续投入；另一方面通过放开天然气价格和网管无歧视准入条件，为页岩气市场化发展提供了环境保障。

目前，我国已经超越美国成为全球第一能源消费大国，同时也是全球第一大温室气体排放国。现阶段，“去碳化”是我国能源生产结构和能源消费结构“双结构”调整的核心问题。在未来我国能源“双结构”调整战略进程中，可能面临从以往的重点依靠可再生能源模式转向传统能源和可再生能源并重的模式。其中在重返传统能源的“去碳化”过程中，重点考虑的就是提升天然气、页岩气在能源“双结构”中所占的比重。页岩气的开发直接关系到我国的能源安全以及未来在碳排放领域的话语权。因此，页岩气产业的发展是保障我国能源安全、发展低碳经济、转变经济发展方式的重要途径。从国家战略角度全局考虑各地区的要素禀赋优势，对拥有页岩气要素禀赋优势的地区予以重视并作出战略部署，

给予优势地区的地方政府适时适量的资金、人力和政策倾斜，并制定相配套的法律进行保障，引导优势地区的地方政府将页岩气开发作为重点工作纳入区域发展战略。

6.3 我国页岩气产业的发展目标

到2020年，全面完成全国页岩气资源潜力调查与评价，掌握资源家底，优选50～60个页岩气远景区和100～120个页岩气有利区。发布“十三五”全国页岩气资源评价结果；建成5～8个页岩气勘查试验基地，形成300亿～500亿 m^3/a 的生产能力；探明页岩气地质储量5万亿 m^3，可采储量2万亿 m^3。至2020年页岩气产量达300亿 m^3。形成适合我国地质条件的页岩气调查与资源评价技术方法，以及页岩气勘查开发关键技术及配套装备。形成我国页岩气调查与评价、资源储量、试验分析与测试、勘查开发、环境保护等领域技术标准和规范。页岩气资源保障经济社会全面协调可持续发展的能力明显提高，支持发展方式转变和经济结构调整的作用显著增强。

6.4 我国页岩气产业的发展措施

6.4.1 提高创新能力

页岩气的勘探开发是一个系统工程，低成本是页岩气实现商业化规模开发的关键。北美页岩气快速发展得益于水平井钻井技术和分段压裂技术的广泛运用，技术进步是美国页岩气产业得以快速发展的关键。近几年，经过技术引进、消化吸收和自主研发，我国虽初步掌握了页岩气勘查开发技术，但是有关水平井井眼轨迹控制、裂缝监测、实验测试等核心技术还不掌握，尚需依赖于国际公司的技术支持，桥塞、实验分析等一些关键设备工具还依赖进口，造成勘查开发成本居高不下，制约了我国页岩气商业开发和产业的发展。

由于美国对技术转让限制较多，再加上地质条件与我国不同，故开采的技术有较大差异，如美国大规模采用的水力压裂技术需要大量的水资源，这很难适用于我国。因此，我国页岩气产业的技术开发还应以自主研发为主，加快页岩气勘探开发关键技术攻关，实现自主创新，培育专业化技术服务公司，降低勘探开发成本，实现跨国服务，培养新的经济增长点。从国家层面设立页岩气重大专项，统筹国内三大石油公司和国内有实力的高校、科研院所等相关资源，积极推进技术攻关。通过国家科技重大专项等，加大对页岩气勘探开发相关技术研究的支持力度，在“大型油气田及煤层气开发”重大专项中将“页岩气勘探开发关键技术”列为重点项目，增设“页岩气勘探开发示范工程”。加强国土资源部国家非常规油气地质实验室和其他页岩气重点实验室建设，建立高层次人才培养和学术交流基地。实施国家重大科技专项，加强页岩气地质基础理论和资源评价等基础

性研究。鼓励国内企业、科研机构开展页岩气勘探开发的关键技术攻关，带动油气装备制造业发展，培养专业化的技术服务队伍。积极开展国际合作，坚持引进与自主创新相结合，建立适合我国地质条件的页岩气低成本开发技术体系。鼓励国内企业及科研院所与国外研究机构开展页岩气勘探开发关键技术联合研究，通过引进国外技术服务和开展对外合作等，吸收借鉴国外先进成熟技术，加快掌握核心技术，加快关键工具、材料及设备的国产化，尽快形成适合我国页岩气开发特点的工程工艺配套技术系列，推动我国页岩气产业发展。

6.4.2 加快结构调整

长期以来，我国的能源消费结构严重不平衡，2013 年煤炭在我国的一次能源消费结构中占 67.5%，远远超出世界平均水平（30.1%），天然气的消费比重仅为 5.1%，也远低于世界平均水平（23.7%）。煤炭产业的环境透支严重，煤炭开发过程中引起的生态环境破坏以及燃烧时产生的二氧化碳、氮氧化物、粉尘等大气污染物，对环境造成严重污染。目前，我国二氧化碳排放总量仅次于美国居世界第二位，二氧化硫排放量居世界第一位，而我国二氧化碳排放量的 70%、二氧化硫排放量的 90%、氮氧化物排放量的 66.7% 均来自煤炭。我国以煤炭为主的能源结构导致温室气体排放和其他各种污染排放不断激增，致使我国在环境保护、气候变化上面临巨大的国际压力和国内挑战。近年来，我国天然气消费需求的增长速度已经超过煤炭和石油。在一次能源结构中，我国天然气的供需均逐年加大。从 2006 年开始，我国成为天然气净进口国，2007—2013 年，进口量从 40 亿 m^3 增加到 530 亿 m^3，7 年增加 12 倍，进口依存度一路飙升。能源供应安全已成为影响国家安全的重要因素。对于中国这样的大国，解决能源问题只能立足自身发展。近年来随着勘探开发技术突破，美国页岩气产量快速增长，2013 年美国页岩气消费量已占其天然气总消费量的 37%。这大大降低了其能源对外依存度，对于国际天然气市场及世界能源格局均产生了重大的影响。

我国政府已经向世界承诺到 2020 年实现单位国内生产总值二氧化碳排放强度要比 2005 年下降 40% ~45% 的战略目标，国家“十二五”规划纲要也明确了在 5 年内碳排放强度下降 17% 的发展目标。为了实现上述目标，“十二五”期间及未来较长一段时期，我国必须调整以煤炭为主的能源消费结构，大力发展天然气、水电、可再生能源等清洁能源。目前最现实的选择就是加快页岩气等非常规天然气的开发利用，增加其在能源供应中的比重。而页岩气毫无疑问是我国最有希望率先争取获得大规模应用突破的新能源之一。因此，加快页岩气勘探开发力度，争取在“十三五”期间可以缓解天然气供给不足的矛盾，促进我国能源结构调整，促进节能减排。

6.4.3 推动产业升级

通过页岩气矿业权设置，合理配置开采区块，开放市场，吸引更多的非油企

业进入页岩气勘查开发领域。加快引入有实力的企业参与页岩气勘探开发，推进投资主体多元化。制定准入门槛和资质，推动矿权招投标制度、区块退出机制及合同管理，大幅度提高最低勘查投入。

加快培育和构建我国页岩气研发体系、技术服务体系、工程服务体系，深化合作机制，为有经济实力的投资主体提供技术、工程和管理服务，着力推进页岩气勘探开发进程。只有在实现勘探开发主体多元化的同时，建立“政产学研”的长效合作机制，充分利用市场化的杠杆，通过整合研发、技术服务、工程服务、投资决策、项目管理等方面的资源，构建适合我国页岩气勘探开发特点的高度分工的市场服务体系，才能进而形成专业化分工协作机制，达到产业链各环节相互衔接、配套服务的效果，减少产业链条中单一环节的投入，缩短作业周期，迅速回收投资，以吸引更多的风险投资和民间资本进入页岩气开采领域，真正实现页岩气勘探开发主体的多元化，推动页岩气产业化的进程。

6.4.4 强化品牌建设

实施品牌发展战略，鼓励企业发挥研发、技术、管理、质量和文化优势，突出重点。坚持宽领域、广覆盖，依托我国页岩气产业发展特色和优势，突出重点行业、重点企业和重点产品，大力培育“名、优、特、新”品牌。推进科技创新。品牌的基础是质量，质量优劣的关键是产品的技术含量。鼓励企业坚持把技术创新作为品牌战略的核心，推进传统产业改造升级，加快产品更新换代，让企业的产品始终处于产业链的高端，处于市场的前沿。大力扶持具有自主知识产权和核心技术的龙头企业，打造具有自主知识产权和综合竞争力的国际品牌。

6.4.5 完善标准体系

2011 年 12 月 3 日，经国务院批准，国土资源部已发布新发现矿种公告，将页岩气作为独立矿种加强管理。随着页岩气探矿权市场向社会开放，目前已经完成两轮页岩气矿权招标，新一轮招标工作也即将启动。各种经济主体逐步参与到页岩气领域，除石油企业外，通过招标取得页岩气探矿权的近 20 家企业均没有油气勘查开发方面的经验。由于相应标准规范的缺乏，目前全国页岩气勘查处于无章可循的状态，许多企业的页岩气调查、勘查无从下手，造成企业大量的资金浪费，迟滞了页岩气勘查开发进程。另外，国家和各省每年投入数亿元开展页岩气资源调查评价，中国地质调查局和省级地质调查部门近年来也加大了页岩气资源调查力度，但由于缺乏标准规范，目前国内页岩气勘查工作主要是参考石油天然气或煤层气相关标准，再根据实际情况进行适当的参数修改。由于缺乏有效、统一的质量控制方法，各单位测量结果对比性差，工作效果受到影响。因此，全面规划和启动页岩气勘查技术标准、规范研制工作，是迫切需要解决的问题，对指导我国页岩气产业的稳步形成、科学发展，具有积极的重要意义。

2012 年国土资源部组织相关单位完成了部分页岩气勘查技术规程的草案，

但多是依托国家专项以研究形式进行，正式试行前还需要进一步征询石油行业、相关领域、有关专家的意见，在修改和完善的基础上，逐步推广试行。为促进页岩气资源有序开发，国家能源主管部门负责制定页岩气勘探开发技术的行业标准和规范。紧紧围绕“尽职尽责保护国土资源、节约集约利用国土资源，尽心尽力维护群众权益”的总要求和国土资源重点工作标准化需求，坚持“改革创新、协调推进、科学管理、服务发展”，加强标准体系建设，建立页岩气调查评价、勘查、开采和储量估算等规范、标准体系，规范页岩气地质调查和勘查开采工作。页岩气勘探开发生产活动必须符合现行页岩气相关技术标准和规范，并且要尽快研制专门针对页岩气矿种的相关技术规范，这有助于加强规范页岩气资源勘查开采和监督管理。页岩气技术标准研制工作要秉持以下原则：一是强化工作部署和标准研制的紧密结合。标准研制要结合页岩气当前勘探开发工作阶段性特点，优先保障，先行先试，要做到标准化工作同部署、同安排，超前研制。二是强化科学研究和标准研制的紧密结合。标准更新要与创新成果和技术进步同步，做到标准引领，满足行业需求。三是强化标准规范对政府职能转变的支撑。通过制定标准规范，加强指导，强化事中事后监管。对于保留的行政审批事项，通过制定标准规范，明确审批相关技术要求。四是鼓励社会团体积极参与页岩气勘查开发相关标准的研制。

6.4.6 优化企业管理

对于页岩气这一新的矿种，相关主管部门要充分发挥其市场配置资源的基础作用，以制度创新为主线，以开放市场为核心，探索新能源格局下的页岩气管理新模式。国土资源部第二次页岩气区块招标，已初步开放了资源市场，还应进一步放开市场，加大市场配置页岩气资源的深度和力度。同时，加强页岩气资源管理，严格区块“退出机制”，强化页岩气勘探开发的过程监管。遵循“宽准入、严监管”的原则，在页岩气开发综合示范区准入条件方面应更宽松，尽快放开油气勘查资质；在区块收费上应比常规油气更优惠；在合同管理上从严，切实提高最低勘探投入和实际工作量，实施勘探开发动态管理。同时，要研究建立鼓励民间资本进入商业地勘的政策，及时建立页岩气地质资料管理办法，努力实现地质资料行业内共享机制。

强化规划实施监管，建立规划实施监管机制，掌握各页岩气区块工作量和产量目标完成情况，建立推进目标和机制。建立定期或不定期沟通协调机制，及时解决规划实施过程遇到的各种问题。根据规划实施效果和页岩气行业发展实际，及时调整发展目标和科研攻关及勘探开发任务，研究制定新的保障措施。针对页岩气在我国分布范围广泛、南方储量丰富的特点，避开国有大型油气企业在现有区块上的开发优势，选择经济发达、能源资源短缺且水资源丰富的区域，作为鼓励民间资本重点进入的示范区。充分发挥中央、地方、民间资本多方面的积极

性，在开采体制、技术研发、管网建设、政策支持和监管模式等方面先行先试，以点代面，有序推开。

进一步完善页岩气勘探开发监管机制。鼓励从事页岩气勘探开发的企业与国外拥有先进页岩气技术的机构、企业开展技术合作或勘探开发区内的合作，引进页岩气勘探开发技术和生产经营管理经验，以及鼓励页岩气资源地所属地方企业以合资、合作等方式，参与页岩气勘探开发。建立和加强政府间页岩气合作与交流机制。在《中美页岩气合作备忘录》的框架下，建立政府间交流机制，不断扩大合作交流范围，重点搭建企业、科研院校国际合作平台，建设科技攻关联盟。通过技术引进、联合攻关、引进人才和委托培养等多种方式，快速提高我国页岩气技术水平。

第 7 章　我国页岩气产业的风险分析

7.1　技术风险

7.1.1　缺乏公共服务平台，对核心技术不掌握

在页岩气开采投资主体多元化后，许多非油企业和民营资本进入页岩气开采领域，能源管理体制改革也激发了各类市场主体和地方政府参与页岩气勘探开发的积极性。但是，当前页岩气勘探开发过程中存在一个重要问题是缺乏公共服务平台，没有建立专门的页岩气勘探开发公共服务机构。虽然中国地质调查局于2012 年年底成立了油气资源调查中心，为相关企业进行页岩气勘探开发提供页岩气地质基础信息资料和公益性服务，但由于相关石油企业技术壁垒，相关勘探企业很难获取完整、系统的全国页岩气勘探开发基础资料及技术支撑。缺乏国家页岩气公共服务平台，在一定程度上制约了我国页岩气勘探开发技术的创新与发展。

除了雄厚的资源基础外，页岩气成功规模化发展的关键还包括实现勘探开发关键技术的突破。我国页岩气与国外页岩气储层品质存在差异，我国在资源评价和水平井压裂增产等方面尚未形成核心技术体系，系统成套技术和单相配套技术设备均需引进，而即便直接引进国外成熟技术，短时间内也难以对其进行消化以实现本土化。另外，我国页岩气的地质条件更为复杂，页岩层系时代久远，热演化度高，气藏普遍埋藏较深，多分布于地下 3 000m 以下，因而对开采技术的要求更高，而我国现有技术水平尚不能满足其勘探开发需求。目前，我国已钻的页岩气水平井在钻井过程中无一例外地遇到了井壁垮塌、卡钻等频发事故问题。因此，技术突破是我国页岩气规模化发展的重要前提。

虽然涪陵页岩气田在页岩气勘探开发技术上取得了一些突破，但面对千差万

别的页岩气储藏地质条件，我国的页岩气勘探开发技术仍显薄弱，依赖进口的局面没有改变。涪陵页岩气田的勘查开发，初步形成了 3 500m 以浅的页岩气勘查开发配套技术系列，基本实现装备国产化。但是，整体来看，我国勘查开发的页岩气井数有限，经验积累不足，页岩气勘查开发技术尚不成熟，如复杂地形地表地震采集处理、水平钻井地质导向和随钻测量、深井分段压裂技术、页岩纳米 – 微米结构分析、产能预测等核心技术都有待突破。

为促进页岩气产业化快速发展，我国应制定政策鼓励自主创新，开展重大科技攻关，同时加强国际合作，通过合资、参股等方式与国外油气公司合作经营，引进、吸收、创新页岩气储层评价技术、射孔优化技术、水平井技术和压裂技术等。

7.1.2 区块勘探程度低，企业开发面临风险

我国的页岩气盆地具有独特的地质条件。根据页岩类型，海相页岩的特性可概括为“一老二杂三高”的特点，主要表现为时代老、经历的构造运动复杂、热史复杂、有机碳含量高、成熟度高、演化程度高等特征，以产天然气为主；陆相页岩的特殊性可概括为“一新一深二低”，主要表现为时代新、埋藏深、成熟度低、脆性矿物含量低等，油气兼产。

虽然我国页岩气资源潜力巨大，但目前开展的地质调查程度太低，对不同类型页岩气成藏机理、富集规律认识不清，可采资源尚未真正落实。目前，页岩气的主要勘探开发企业为传统的石油企业和页岩气区块中标企业。四川盆地页岩气形成富集条件好、资源丰富，但该区块矿权全部归中国石油和中国石化所有，由于其常规油气勘查开发业务工作繁忙，而页岩气区块多、勘查开发难度相对较大，因此，中国石油和中国石化对页岩气勘探开发的积极性不高。虽目前这种情况有一定程度的改善，但与加快页岩气发展的要求仍有差距。页岩气区块中标企业受制于区块地质条件和自身技术力量，勘探开发进展缓慢，对区块的认识和勘探程度也较低。截至 2015 年年初，21 家页岩气中标区块累计完成二维地震 7 503.9km、地质调查井 27 口、页岩气探井 16 口。但总体上，中标区块页岩气勘探程度还较低。

我国已实现页岩气商业生产，勘探开发集中在南方海相地层的下志留系和下寒武系。由于我国页岩气分布层系多、地质条件复杂、热演化程度高、构造运动强烈，目前对页岩气区块的勘探程度和认识还不足。工程技术是页岩气田成功开发的必要条件，地质评价是页岩气勘探的充分条件。这就对研究工作提出了较高的要求，即在钻井等工程工作进行之前，首先要通过区域地质研究，对地下页岩的基础地质情况进行分析与预测，为后期的工程施工提供依据，减少钻井和压裂的风险。由于页岩气区块勘探程度低，造成企业对区块页岩气资源潜力认识不足，加大了企业页岩气勘探开发的风险。

7.1.3 页岩气勘探开发技术要求高

从美国和加拿大的页岩气生产实践来看，页岩气的勘探开发大致涉及资源评价、气田勘探和气层开采 3 个主要阶段。在资源评价阶段需要对页岩及其储层潜力做出评估，并综合考虑其他因素筛选出有利勘探目标区。在气田勘探阶段主要通过地质、地球物理、地球化学以及钻探试验井等多学科综合方法，确定主要产层。页岩气开采的工艺流程主要包括 5 个环节：①钻竖直井到页岩层；②钻水平井进入页岩储气层；③向页岩气井中注入由水、砂及化学添加剂配比而成的高压混合液；④进行水力压裂，形成岩层缝隙，由砂类支撑剂保持岩层缝隙的张开状态；⑤抽采页岩气到地表。与常规油气藏勘探开发相比较，页岩气藏勘探开发的特殊性主要表现在以下几点：①页岩气藏为自生自储的类型，页岩本身即为烃源岩，同时又是储集层和盖层。页岩气生成后保存于烃源岩中；②页岩气包括游离气和吸附气；③页岩储层属特低孔、特低渗储层。因此，对页岩气勘探开发的技术要求相对较高，尤其是水平钻井技术和分段压裂技术两项核心技术。

水平钻井技术可使作业者在一个井组上钻少量的井就可以开采到潜在的天然气资源。与常规油气和致密油气水平井不同，页岩气水平井钻完井的难度在于如何在页岩层段中实现优快钻完井，保证井眼质量，降低钻完井成本。

自 1947 年首次采用水力压裂技术以来，分段压裂技术已被应用在数百万口井上，是一项通过测试的技术。采用这项技术最多的是美国和加拿大，近 30 年来在欧洲也被采用。页岩气藏不以常规圈闭的形式存在，但页岩中裂缝发育有助于游离相天然气的富集和自然产能的提高。由于页岩的渗透率很低，只有存在天然裂缝网络才能增加页岩极低的基质渗透率。页岩气产量的高低与岩石内部的微裂缝发育程度有关，裂缝既是储集空间，也是渗流通道，是页岩气从基质孔隙流入井底的必要途径。页岩气可采储量最终取决于储层内裂缝产状密度组合特征和张开程度。由于页岩储层一般都发育有良好的天然裂缝及层理，同时岩石脆性系数高，在压裂过程中产生剪切破坏，沟通天然裂缝系统而形成复杂的网状缝。因此，页岩气藏压裂的主要增产机理是在水力压力作用下尽可能多地在地层中沟通或产生有效的裂缝网络，从而增加改造体积，提高页岩气产量。

页岩气勘探开发需要水平井技术、压裂技术等核心技术作支撑，而目前我国对相关技术的研究尚处在起步阶段，尚缺乏页岩气开发的核心技术。从勘探开发技术装备条件来讲，虽然水平井技术和压裂技术在我国传统油气工业中都有一定应用，钻机压裂车组及井下工具等装备制造方面已有较强的技术实力和生产能力，而其应用于页岩气领域的经验不足，技术还不成熟，装备也缺乏针对性实践。此外，我国页岩气的地质条件与美国比起来有很大的差异，而且页岩气储层埋藏深，页岩气层深度的增加也增加了开采难度，这就对开发技术提出了更高要求。

7.2 市场风险

7.2.1 页岩气产量变化快，运营压力大

从北美的经验看，页岩气的勘探开发具有“高技术、高投入、长周期”的特点。页岩气是否值得投资至少需要弄清楚以下 4 个问题：①是否存在页岩气，即“有无”问题；②页岩气的单井产量有多高，即“多少”问题；③页岩气藏的规模有多大，即“大小”问题；④开采页岩气的成本是否合算，即“高低”问题。

由于常规天然气与页岩气附着的岩层不同、开采技术不同，所以常规天然气井与页岩气井的单井产量衰退率也不同。常规天然气井第一年单井生产衰退率在 25% ~40%，而页岩气井的衰退率则高达 63% ~85%，第三年将会达到 80% ~95%，是常规天然气井的两倍。一般情况下，常规天然气井单井开采寿命为 8 ~12 年，而页岩气井只有 3 ~5 年。常规天然气井拥有较低的单井产量衰退率以及更长的生命周期，这使得即使不进行新的钻井投资，常规天然气产量在未来一段时间内也会保持在一个较为稳定的水平上。而在页岩气开发过程中，虽然可以在较短时间内获得较高的产量，但是由于产量衰减速度较快，要想保持较高的产量，生产者就必须追加投资进行更多的钻井和完井作业。

页岩气井初始产量在前两年递减很快，到后期产量较小，但保持平稳，下降很慢，这就导致页岩气井开采周期长，需多次重复压裂以提高产能，获得经济效益。页岩气井递减曲线形态可解释为：开采初期，由于页岩气储层裂缝发育，在裂缝中的页岩气为自由气，因此具有较高的产量，且在裂缝内形成压降，但此时的压降不能形成瞬间动态平衡，只能使吸附于裂缝和基质的天然气缓慢解析而采出；随着页岩气藏的开发，其产量不断降低，使得解析出的吸附气与生产量越来越接近，从而导致后期出现低产平稳现象。

技术能力的限制和高昂的勘探资金是制约大规模勘探开发页岩气的重要因素，我国页岩气勘探开采尚面临不可预期的风险和巨大的成本压力，对于勘探企业来说，其页岩气勘探开发的成本极大，企业运营的压力极大。

7.2.2 价格受国际市场影响大，企业面临压力

受需求下降、美元升值、地缘政治纷争、石油输出国组织（OPEC）产量及美国页岩气（油）产量增加等影响，国际油价呈现断崖式下跌。国际原油价格的下跌对全球油气行业影响巨大，对我国页岩气开发的影响也甚为明显。

研究表明，50 ~65 美元/桶的国际油价约相当于我国页岩气的开发成本。当然，我国页岩气开发还处于初期，未来其开发成本当随产量增加而摊薄，技术进步也会使其开采成本降低，整个产业抵御价格风险的能力将不断增强。但目前的低油价仍使得我国页岩气业者驻足观望氛围浓厚。2012 年、2013 年国土资源部

相继推出了全国页岩气一、二轮区块勘探权招标，第三轮页岩气区块招标亦在持续“准备中”。自 2014 年 6 月起，第二轮招标的 19 个页岩气区块中标者的投入远未达其承诺，某些原本准备参与第三轮页岩气区块招标的“摩拳擦掌”者亦快步后撤或原地踏步。2014 年，中国石化、中国石油页岩气勘探开发成绩斐然，但低油价背景下每立方米页岩气利润“有几多”颇受质疑。我国页岩气项目整体“降温”。

低油价降低了国际石油市场投机资本的炒作热情。一年来，由于油价的波动区间受到挤压，某些短线投机资本撤离石油市场，国际油价波动更加趋于理性。国际油价持续下跌会影响国内相关风险投资、私募基金对页岩气等产业的支持，与页岩气开发有关的油服股票上升乏力，不利于页岩气及煤制气等产业的发展。从勘探开发层面分析，油价越高，页岩气上游（勘探开发）盈利能力越强，业者扩大再投资意愿更强。反之，页岩气开发者不得不减缩投资，影响产业链发展及就业。

低油价有利于我国原油、液化天然气等进口，对于油气消费大国而言，有利于强化能源安全。低油价为政府的管理提供了良好的优化、完善和调整时机。政府可借机强化宏观调控，鼓励竞争，促使更多中小投资者进入到页岩气勘探开发中，以更有效更充分利用本属于低品位的页岩气、致密气等矿产资源。可借机完善相关法律法规，设计详细政策，出台相关标准。对于页岩气开发可能造成的环境危害更应未雨绸缪，强化监管，避免重蹈“先污染后治理”覆辙。2015 年 4 月，财政部、国家能源局联合宣布，页岩气开发利用补贴标准 2016—2018 年将降至 0.3 元/m^3，2019—2020 年再降至 0.2 元/m^3。从充分利用低品位资源角度而言，相关部门仍应详细研究页岩气补贴政策的适用性、可持续性及补贴额度等。目前，我国页岩气、煤层气及煤制气等对政府补贴或优惠政策依赖性大，与常规石油、煤炭等相比不具有成本优势。若国际油价进一步下降或长期低迷，政策优惠及财政补贴弱化，环保成本上升，则可能使消费终端又回到大规模粗放式消费原油、煤炭甚或薪炭林的老路，不利于经济的可持续发展。

低油价影响了中外页岩气勘探开发的业务交流。2010—2014 年间中外页岩气交流曾十分热烈，在国内大致每周会有一个规模不等的页岩气学术会、现场交流会等。但目前“场内外”均趋于安静，尤其是私企（个人）付费的页岩气交流、考察活动及洽谈等几近绝迹。

低油价一度令美国页岩“新贵”们的钻井数锐减近半。据美国油服公司贝克休斯最新数据显示，2015 年 5 月美国钻井平台开工数降至 889 台，相比上年同期 1 859 台的水平下降了 52%。

在国际油价持续低迷的背景下，应鼓励多元的作业主体尤其是小型企业进入页岩气勘探开发领域，鼓励竞争；应鼓励多元的投资主体进入页岩气（油）等

勘探开发领域。发挥市场对于生产要素的配置作用，理清基础性、公益性页岩气地质调查与商业（企业）性页岩气地质勘探等的不同投资关系，努力降低页岩气勘探开发成本。

7.2.3 页岩气附加价值低，尚不能被广泛利用

页岩气的组成与常规天然气相仿，主要成分是甲烷，并含有少量的乙烷、丙烷、丁烷、戊烷、二氧化碳及氮气。页岩气不仅能够替代常规天然气在能源领域的应用，而且在化工行业的应用较常规天然气更为广泛。页岩气中可分离出大量凝析液 NGL，凝析液 NGL 的主要成分为乙烷、丙烷，其分别经裂解和脱氢后，即可获得乙烯、丙烯。甲烷、乙烷、丙烷是页岩气化工的三种最基础的原料，由此构成了页岩气化工产业链。

但是，美国页岩气勘探开发的热潮不但将北美的天然气价格拉到低点，而且还将页岩气的主要副产品，如乙烷和丙烷的价格压低到 10 年来的最低值。传统的天然气井生产的是以甲烷为主要成分的天然气。而天然气价格低迷时，生产商也只得被迫“转型”，生产天然气凝析液（NGL）。这种混合物的成分除了甲烷外，还有含量较多的乙烷、丙烷和丁烷等。但因产量剧增，NGL 的价格也在不断走低，如今已滑落至 2002 年以来的最低水平。一些页岩气生产商被迫放弃 NGL 生产，丙烷和丁烷主要用在供暖和石化加工方面，2015 年以来，美国丙烷、丁烷和戊烷的价格也出现了大幅下降。天然气价格及 NGL 价格大跌的双重打击将迫使能源公司减少投入，甚至可能出现减产或者停产。NGL 价格走低使很多公司减少了在勘探和生产领域的现金流，从长远角度来看这对能源生产将是一种威胁。

而由于我国天然气管网及页岩气利用方面的难题，现场液化储存并运输的成本非常高，使得页岩气的利用成本相对较高，主要表现在页岩气开发所对应的设备运输、生活补给成本高。

7.3 资金风险

7.3.1 资金投入大、缺乏风险共担机制

页岩气开发需要持续性的大量资金投入，我国大部分民营企业还不具备这个资金实力。“采气”是页岩气开发的关键，钻采必须要有后续资金保证，要在很短时间内打出足够的开采井，因为只有单位面积内打井密度越高，产气量才会越高，这样成本才会越低。页岩气企业是否有经济实力，成为当前页岩气产业链能否持续发展的关键。2020 年我国页岩气产量要达到 300 亿 m^3，至少需钻井 1 万口。我国钻一口页岩气井投资约 4 000 万 ~ 5 000 万元，有时甚至达到 7 000 万元，比美国的投资高 2 ~ 3 倍。依此预计，1 万口井需要约 4 000 亿 ~ 5 000 亿元投资总额，资金投入巨大。

为了吸引和促进社会各界的积极参与，在2011年12月30日国土资源部发布公告：国务院批准页岩气成为独立矿种。这意味着页岩气勘探开发不受油气专营权的限制，任何具备资金实力和气勘资质的公司都可投标。国家能源局也于2012年6月发布《关于鼓励和引导民间资本进一步扩大能源领域投资的实施意见》，大力支持民间资本进入油气勘探开发领域。国土资源部先后举行了两次探矿权公开招标，共有83家企业竞争20个区块的探矿权，总面积达2万km^2。从招标结果来看，除了中央企业、地方国有企业中标以外，还有两家民营企业成功竞得相关区块。此外，各地政府也十分重视页岩气的开发，先后有重庆、湖南、江西等多个省市组建了地方性国有能源公司，成立地方性研究机构，投入大量资金和人力参与页岩气的开发和利用。

在页岩气勘探开发初期，无论是国有企业还是民营资本都面临着庞大的资金投入，因为无论是页岩气基础建设，还是科技技术引进，都需要大笔资金。在技术和设备方面，企业只有拥有足够的资金实力才可以购买国外的技术和设备。我国页岩气发展到当前阶段，资金问题已经成为各大问题中的首要问题。如果不能合理解决资金问题，页岩气开发将无法持续进行下去。

此外，页岩气勘探开发需要大量的资金和各方的协作才能共同完成，合作对象包括地方政府和投资平台、资产管理公司、地方企业和民营企业，如何实现风险共担、利益共享，以及建立长效合作机制，也是目前面临的关键问题。

7.3.2 资金回收时间长，回收风险大

页岩气开发往往需要钻探成百上千口水平井，而且需要实施大型的加砂压裂增产措施，才能达到一定规模的商业生产。这与常规气藏“稀井高产”的高效开发模式截然不同。因此，从某种意义上讲，页岩气藏是一种经压裂改造而成的“人工”气藏。大批量的水平井钻井以及大规模的压裂增产改造，使得页岩气的开采成本极高。目前条件下，页岩气单井开发费用为8 000万元左右，远高于常规气井。另外，页岩气需要连续开发，不断打井，这使得页岩气开发前期投入巨大。在经济特征方面，与常规油气开发所需的钻井（多为直井）数量少、一次性投资决策、前期投资高以及投资回收较快等特征相比，页岩气开发所需的钻井（多为水平段较长的水平井）数量大，并且为了减少投资风险，需要在不同的勘探开发阶段进行多次投资决策。因此需要长期不断的投资，而且投资回收的速度较慢。

一个完整的页岩气勘探开发程序可划分为选区评价、勘探评价、先导试验和开发生产4个阶段。一般而言选区评价阶段所投入的装备较轻，投资较少，所承担的风险也相应较小。一旦进入页岩气钻井勘探评价阶段后，所投入的钻井和压裂装备与生产设施将逐步增多，投资费用也逐渐增加，随之而来的勘探开发风险也逐渐加大。由于页岩气开采具有投资大、风险高、投资回报期长的特点，为规

避勘探风险，减少投资损失，就必须严格遵循勘探开发程序，通常在页岩气商业开发阶段之后，才可能实现页岩气项目的投资回收。因此，资金回收时间长，回收的风险也大。

第 8 章　页岩气勘探开发的政策与建议

8.1　进一步优化探矿权设置方案

自 2011 年以来，我国已成功开展了两轮页岩气矿权招标工作。目前国内各大石油公司及页岩气矿权区块中标企业均已不同程度地开展了页岩气的勘探开发工作。中国石化、中国石油均已开始了页岩气的商业开发，其他公司也已进行了前期地质评价和页岩气的勘探工作。但是，为避免与现有的常规油气区块重叠，已有的两轮页岩气招标区块均避开了资源富集区，优质资源未得到有效的配置。

中共中央在“十三五”规划建议中提出，要有序开放开采权，积极开发天然气、煤层气、页岩气；改革能源体制，形成有效竞争的市场机制。

国土资源部在《关于加强页岩气资源勘查开采和监督管理有关工作的通知》中提出，要合理设置页岩气探矿权，规范页岩气矿业权管理。国土资源部根据页岩气地质条件、资源潜力、赋存状况等情况，划定重点勘查开采区，统筹部署页岩气勘查、开采工作，综合考虑其他矿产资源勘查、开采，组织优选页岩气勘查区块并设置探矿权。省级国土资源主管部门可向国土资源部提出页岩气探矿权设置的建议。同时，国土资源部负责页岩气勘查、开采登记管理，主要通过招标等竞争性方式出让探矿权。相关企业若要从事页岩气地质调查，应当依法向国土资源部申请办理地质调查证。

同时，国土资源部鼓励开展石油天然气区块内的页岩气勘查开采。石油、天然气（含煤层气，下同）矿业权人可在其矿业权范围内勘查、开采页岩气，但须依法办理矿业权变更手续或增列勘查、开采矿种，并提交页岩气勘查实施方案或开发利用方案。对具备页岩气资源潜力的石油、天然气勘查区块，其探矿权人不进行页岩气勘查的，由国土资源部组织论证，在妥善衔接石油、天然气、页岩气勘查施工的前提下，另行设置页岩气探矿权。对石油、天然气勘查投入不足、勘查前景不明朗但具备页岩气资源潜力的区块，现石油、天然气探矿权人不开展页岩气勘查的，应当退出石油、天然气区块，由国土资源部依法设置页岩气探矿权。

建议今后的页岩气招投标工作以地质选区为基础，通过收集区块内前人研究资料，进行页岩气基础地质研究、资源量计算以及区块经济评价，确定适合页岩气招投标工作的页岩气探矿权区块。应当试行中央地方多级监管，充分考虑地方

利益，发挥其积极性；严格区块退出机制，完善矿权流转机制，实现社会效益与企业利益的双赢。通过页岩气体制创新，在矿权退出机制方面，通过建立专门的页岩气矿权管理制度，形成“以市场方式进入、以市场方式退出”的矿权流转市场，为探索常规油气矿权流转积累经验。

8.2 提高市场开发程度，引入多元资本

应该注意的是，北美地区经过几十年的天然气行业改革，建设了相对公平竞争的市场环境，为页岩气产业的迅速发展奠定了良好基础。充分的市场竞争机制能有效打破大型公司对市场和气价的垄断，使具有竞争力的中小企业也能参与。据美国能源署统计，美国 85% 的页岩气产量来自中小型公司。通常中小型公司具有更大幅度压缩成本的优势和灵活性，因此更能降低行业开采成本，降低页岩气市场价格，促进产业规模发展。美国中小公司在页岩气勘探开发过程中产生的推动作用、大公司与中小公司的合作经验值得我国借鉴。

我国应重视不同市场主体的作用，规范地引入不同的市场主体共同参与页岩气的勘探、开发与应用，以推动技术进步和产业升级。

国土资源部在《关于加强页岩气资源勘查开采和监督管理有关工作的通知》中提出，要积极稳妥推进页岩气勘查开采。充分发挥市场配置资源的基础性作用，坚持“开放市场、有序竞争，加强调查、科技引领，政策支持、规范管理，创新机制、协调联动”的原则，以机制创新为主线，以开放市场为核心，正确引导和充分调动社会各类投资主体、勘查单位和资源所在地的积极性，加快推进、规范管理页岩气勘查、开采活动，促进我国页岩气勘查开发快速、有序、健康发展。

《通知》以鼓励性规定为主：鼓励社会各类投资主体（包括民营企业和以合资、合作形式参与的外国企业）依法进入页岩气勘查开采领域；鼓励开展石油天然气区块内的页岩气勘查开采，促进两种资源协同开发；鼓励矿业权人加快页岩气勘查开采，页岩气勘查有突破的可申请扩大勘查面积，勘查过程中也可以申请试采或部分区块转入开采；页岩气矿业权人可申请减免探矿权使用费、采矿权使用费和矿产资源补偿费；各级国土资源主管部门应当保障页岩气勘查开采的用地需求。

为了促进页岩气产业发展，我国应当理顺页岩气上中下游产业链，提升页岩气市场竞争程度；积极鼓励多种资本投资和金融机制创新，实现混合所有制合作开发，加快管网和配套设施建设，加强以页岩气为原料的化工、发电等下游相关产业的培育；在坚持页岩气市场化定价方向的基础上，进一步完善定价和市场交易机制。

8.3 细化财政补贴和税收政策

为大力推动我国页岩气勘探开发，增加天然气供应，缓解天然气供需矛盾，调整能源结构，促进节能减排，财政部和国家能源局于 2012 年联合发布页岩气开发利用补贴政策的通知。文件中规定，中央财政安排专项资金，支持页岩气开发利用；中央财政对符合条件的页岩气开采企业给予补贴。补贴标准根据页岩气产业发展情况予以调整，2012—2015 年的补贴标准为 0.4 元/m^3。文件中同时规定，地方财政可根据当地页岩气开发利用情况对页岩气开发利用给予适当补贴，具体标准和补贴办法根据当地实际情况研究确定。另外，为鼓励产业发展，国土资源部规定，依法减免页岩气矿业权使用费和矿产资源补偿费。页岩气矿业权人可按国家有关规定申请减免探矿权使用费、采矿权使用费和矿产资源补偿费。页岩气补贴政策有利于弥补页岩气产业初创成本，使其尽早形成规模。随着开采技术的进步，企业开采页岩气成本也在降低。2015 年，财政部联合国家能源局宣布页岩气开发利用补贴标准 2016—2018 年为 0.3 元/m^3，2019—2020 年为 0.2 元/m^3。

但是，目前国家对于页岩气开发利用补贴周期过长，其他资源税等补贴政策未落地。按照现行政策，页岩气补贴资金要到第二年才能到位。另外，由于页岩气勘探设计开发阶段和运输阶段技术难度更大、风险更高，需要投入的资金与人员成本更高，因此，财政补贴政策应予以调整。

20 世纪 70 年代末期，美国政府在《新能源获利法》中规定了开发非常规能源的税收补贴政策，部分州政府制定了对页岩气开发不征收生产税的政策。另外，美国设立了非常规油气资源研究基金，有力地扶持了本国页岩气产业的发展。除此之外，对油气行业实施了其他 5 种税收优惠，包括无形钻探费用扣除、有形钻探费用扣除、租赁费用扣除、工作权益视为主动收入、小生产商的耗竭补贴等。上述税收优惠常年有效，鼓励了小企业的钻探开发投资，促进了油气行业的发展。在北美地区，非常规油气勘探开发补贴和税收减免政策大大激励了非常规油气井的钻探。根据统计，1980—1992 年间，北美新增矿井总数的 78% 是非常规油气井。

为了缓解页岩气开发企业的资金压力，建议中央财政对页岩气勘探开发补贴政策予以细化，如按季度申报页岩气补贴；同时，政府可资助页岩气前期技术开发和勘探研究，在发展初期提供必要的财政支持，使页岩气的勘查开发活动有利可图，从而吸引更多的资本进入。当页岩气进入商业化开采阶段后，政府应逐渐减少或取消特殊优惠，这既可减轻政府负担，又可刺激技术创新。若政府采用减免资源税、增值税、所得税等税收减免方式而不是直接补贴的方式，则更有利于鼓励开发商进行设备投资及降低成本。此外，还可以考虑允许页岩气示范区的企

业对页岩气专用设备加速折旧，示范区在井口销售环节不计征增值税，以及对页岩气生产企业给予 5 年或更长时间的所得税减半等鼓励政策来支持页岩气勘查。

为了鼓励页岩气产业的发展，地方政府层面也应出台配套财政补贴标准及实施办法，如制定加快页岩气勘探开发用地手续办理的相关办法，加大工农关系协调力度，支持帮助企业高效推进等。

8.4 优化配置管网

与北美地区相比，我国的管网建设相对较差。据统计，美国本土已拥有超过 40 万 km 的天然气管道，这为页岩气入网销售、降低运输成本提供了便利。并且在产业模式上，美国政府采取了天然气开采和管道运输业务分离的模式，取消管道公司对天然气购销市场的控制，禁止天然气生产者拥有天然气管网资产，规定管道公司只能从事输送服务，避免垂直垄断型产业链出现。美国政府还规定天然气生产商和用户对天然气管网拥有公平准入条件，中小型能源公司可以及时通过输气管网销售页岩气。这种产业政策促进了美国天然气市场公平竞争环境的形成，提高了天然气运输市场效率，更好地保护了市场参与者的利益。

除此之外，美国还对管道公司实行税率减免政策。1996 年，为了缓解能源供应紧张，降低非常规天然气的开发成本，美国政府向管道公司征收的所得税税率仅为 12.3%，远低于美国其他工业所得税税率（美国平均工业所得税税率为 21.3%）。2001 年，该项税率提高到 13.3%，但仍是远低于行业平均水平。美国还对一些地区的天然气管道建设实行激励措施。例如，在阿拉斯加的管网建设项目中，美国政府向当地管道建设公司提供贷款，为大容量的天然气处理装置提供 15% 的税收优惠，将大容量天然气管道折旧年限规定为 7 年。这些政策降低了管道建设风险。

加拿大是世界上主要的天然气出口国，其所产页岩气不但可以满足国内的天然气需求，还可以通过洲际管线出口到美国等国家，特别是在加拿大西南部的不列颠哥伦比亚省和阿尔伯达省。加拿大政府学习美国的管网运营模式，鼓励天然气管网的建设。加拿大政府首先确定了本土天然气的生产区块和资源分布情况，并为天然气管道公司提供一定的贷款和税收减免政策，在临近美国的区域建设了洲际天然气管线。

我国页岩气资源地相对偏僻，基础设施很不完善，严重制约了页岩气规模化生产和外送；而且现行管网准入和监管机制难以真正实现不同气源的公平入网，大大增加了中间环节成本。我国政府正在采取措施弥补这一缺陷。同时，国家对油气管网等基础设施建设将逐步实现公平准入。2013 年，国家能源局提出鼓励

页岩气就近利用和接入管网，鼓励企业在基础设施缺乏地区投资建设天然气输送管道、压缩天然气（CNG）与小型液化天然气（LNG）储运等基础设施，并要求基础设施建设领域对页岩气生产销售企业实行非歧视性准入。2014 年，国家能源局颁布实施《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》，要求“油气管网设施运营企业在油气管网设施有剩余能力的情况下，应向第三方市场主体平等开放管网设施，提供输送、储存、气化、液化和压缩等服务”，为更多的企业进入页岩气开发领域提供便利。这些政策成功推进了管网的建设与配置，“十二五”期间，我国天然气主干管网得到进一步完善，到“十二五”末期，国家主干管网达到近 9 万 km，为页岩气开发提供了便利的输送设施。

8.5 鼓励和扶持新型技术、设备研发

先进的技术和方法是进行页岩气勘探和开发最可靠的保证。美国页岩气成功开发的关键原因之一就在于水平井技术、多段压裂技术、水力压裂技术、微地震技术、地震储层预测技术等一系列技术的成功应用。20 世纪 70 年代，为了应对石油危机和极度短缺的天然气供应，美国成立能源部和天然气技术研究院，并出台“非常规天然气研究计划”。美国能源部注重基础研究，而天然气技术研究院则更关注技术的应用和转让。

加拿大政府鼓励页岩气基础研究和技术开发（如大规模水力压裂技术、水平井多段压裂技术和水平井钻井技术）。随着页岩基础数据的完备，资源储量更加清晰，开采风险不断降低；先进技术大规模应用提高了单井产量，降低了开采成本。加拿大蒙特尼地区 2009 年的页岩气开采成本比 2006 年降低了 57%，而单井生产率却提高了 1.24 倍。

由于我国页岩气地质特点与国外不同，页岩演化程度较高，含气量偏低，因此，开发工艺和技术也与国外不尽相同，在积极引进国外先进技术的同时，需要加强对钻完井、储层改造等关键技术的自主创新和攻关，特别要加强远距离多分支水平井、多段压裂等技术的研发，逐步形成适合我国页岩气地质特点的勘探开发核心技术体系。另外，针对我国单井投资居高不下的情况，建议国家重视与页岩气开发相关的技术装备业的发展，如通过投入专项资金开展技术研发，对相关装备制造企业给予税收减免和贴息、免息等鼓励措施来推动页岩气开发装备制造业的发展。

目前，我国已采取多项措施促进页岩气产业技术的发展。2013 年，国家能源局提出，鼓励页岩气勘探开发企业应用国际成熟的高新、适用技术提高页岩气勘探成功率、开发利用率和经济效益。关键技术包括页岩气分析测试技术、水平井钻完井技术、水平井分段压裂技术、增产改造技术、微地震监测技术、开发环境影响控制技术等；同时，鼓励页岩气勘探开发技术自主化，加快页岩气关键装

备研制，形成适合我国国情的页岩气装备体系。页岩气技术创新应以企业为主体，注重页岩气专业教学、基地建设和人才培养。

8.6 加强安全监管和环境监测

作为新兴非常规能源，页岩气的开发利用离不开完善的监管体系。美国页岩气革命成功的一个重要经验是建立了较为完善的监管体系。页岩气产业链涉及矿权监管、生产监管、市场监管、环境监管等多个关键点，而目前我国传统油气领域监管体系薄弱，主要靠石油企业自律，存在无明确监管主体、体系不健全、缺少标准、力量薄弱、手段单一等问题。随着我国逐渐放开页岩气准入，一旦多元主体大量进入页岩气领域，将对监管提出巨大挑战，直接影响页岩气健康持续开发的进程。政府必须在开放准入的同时，尽快完善监管制度和实施细则。

环境方面，页岩气是相对清洁的能源，与煤炭、石油相比，页岩气燃烧产生的 CO_2 是煤炭的 60%，石油的 75%；氮氧化物则是煤炭的 20% ~40%，石油的 29% ~57%；而且页岩气燃烧不产生硫磺酸化物。因此，北美地区特别是美国将页岩气开发作为降低温室气体排放、改善环境的重要措施。但是，页岩气勘探开发会对大气、水资源等环境因素造成一定的影响。在页岩气开发初期，美国并未对页岩气开采采取任何环境监管措施。后期，随着开采规模不断扩大，页岩气开采在很多地区都产生了环境污染问题。一些环保组织多次呼吁政府，禁止进行页岩气水力压裂，因为该技术的运用会造成严重的地下水污染。加拿大在前期开采页岩气的过程中对大气和水源造成了一定污染，这使得加拿大各省对页岩气开发持谨慎态度。

为此，北美地区出台了严厉的页岩气监管政策，有效地控制了页岩气开采过程对大气、水资源的污染，确保了页岩气产业的可持续发展。近几年北美页岩气开采未发生重大的环境污染事件，也未引发当地居民的大规模反对，环保政策正在引导页岩气产业走向可持续发展道路。

开发主体多、速度快并不意味着页岩气开采的混乱，关键是要制定并严格执行相应的监管制度。环境问题应作为页岩气开采的监管重点，我国的页岩气开发应注意借鉴国外的经验教训，跟踪了解北美地区在页岩气环境监管方面的最新发展，并结合我国特点及时制定有关的法规和管理办法，建立全生命周期的环境监管体系并强化环评制度，将页岩气开发与区域水资源规划和环境影响评估等结合在一起，全面评估当地页岩气开发的可行性；尽快完善环境标准，建立页岩气开发企业的污染物信息公开机制，引导公众广泛参与环境监管，加大对污染企业的处罚力度。最终做到监管到位、开发可控。

我国《页岩气产业政策》规定，页岩气勘探开发利用项目必须加强节能和

能效管理，坚持页岩气勘探开发与生态保护并重的原则，并依法开展环境影响评价，加强页岩气勘探开发的环境监管。

页岩气应成为油气体制改革的试验场、切入点和突破口。应从国家战略层面统筹考虑并提出符合我国页岩气发展的总体方案，以及包括页岩气产业发展的主体、方向、路径、阶段和配套政策等在内的一系列制度体系。政府部门应尽快组织相关机构和人员深入系统研究页岩气上、中、下游整体发展方案和近、中、远路线图，做好顶层设计和制度创新。

第 3 篇

煤层气

第 1 章　引言

煤层气俗称瓦斯气，以吸附形式赋存于煤炭中，是一种清洁能源。随着天然气需求的不断增长，煤层气作为常规天然气的重要补充，在近 20 多年来的发展中日渐成为一种全新产业，在世界上广泛得到关注。美国、加拿大、澳大利亚、中国等煤层气产业大国先后投入巨资开发煤层气，并取得了显著成效。目前在全世界，煤层气产业已经逐步形成了四强争霸的格局。

目前，我国石油、天然气对外依存度已经超过 60%，国内天然气持续发展的后劲不足直接影响我国的能源安全。而煤层气作为天然气的重要补充，在我国能源结构中的战略意义不言而喻。我国煤炭产量居世界第一，同样也具有丰富的煤层气资源量，我国的经济发展需要煤层气等能源的巨大支撑。因此，我国具有充分的理由大力发展煤层气产业。

开发利用煤层气可以在一定程度上改善我国的能源结构，增加洁净的气体能源，有效地弥补我国常规天然气在地域分布和供给量上的不足，填补我国国民经济快速发展过程中急剧增大的油、气供需缺口。

开发利用煤层气可以有效减排温室气体，改善大气环境。煤层气（甲烷）又是一种温室气体，其温室效应是 CO_2 的 20 ~ 24 倍。甲烷的温室效应在全球气候变暖中的份额为 15%，仅次于 CO_2。我国是世界采煤大国，煤层气如得不到及时的开发利用，将伴随着采煤过程继续大量排入到大气中，既浪费了宝贵资源又造成温室效应。

开发利用煤层气、建设一个煤层气生产基地将带动运输、钢铁、水泥、化工、电力、生活服务等相关产业的发展，增加就业机会，促进当地经济的发展。

开发和利用煤层气也可以保障煤矿安全生产和改善大气环境，同时，煤层气作为一种高效、洁净能源，实现其商业化开发能产生巨大的经济效益，成为我国国民经济新的增长点。加快煤层气开发以及相应技术研究对解决我国能源短缺、环境污染、煤炭开采安全等问题具有重大意义。

本篇是在中国石油钻井工程技术研究院的大力支持下，根据国家重大科技专项“煤层气钻井工程技术及装备研制”项目组提供的相关资料并参考国内外相关文献编写而成。

本篇共 6 章，第 1 章着重阐明煤层气的基本概念和煤层气开发对我国提高瓦斯事故防范水平，减少温室气体排放，缓解能源供需矛盾，促进经济发展的贡献；第 2 章总结了国内外煤层气主要生产国的煤层气勘探开发历程及存在的问题，对煤层气开发的特殊工艺、勘探开发技术、开发装备 3 个方面的国内外现状

进行了调研；第 3 章从管理措施、技术水平、发展模式、发展环境等角度对国内外煤层气产业状况开发方式进行了对比，总结了我国与国外在煤层气勘探开发领域存在差距的原因，提出了加快我国煤层气产业实现跨越发展的措施；第 4 章着重分析了我国煤层气产业发展的需求，提出了适合我国煤层气产业提效增产所需的关键设备及关键技术，指明了显著提高我国煤层气水平井单井产量和整体开采效益的发展方向；第 5 章分析了我国煤层气产业发展前景及支持政策，包括国家重大科技专项、煤层气行业发展规划、发展战略等，从产业振兴、技术发展、装备研制 3 个方面分别列出了发展路线图，从技术风险、市场风险、资金风险 3 个角度分析了实现我国煤层气产业跨越式发展的风险。

本篇涉及面广，由于撰稿人水平有限，文中的缺点和错误敬请各位专家、学者批评指正。本篇在撰写过程中引用了一些前辈和同行的研究成果，有关引用材料的出处，已列入参考文献内，部分非公开发表的研究、分析报告未能列入，在此表示衷心感谢。

第 2 章　煤层气产业发展概况

2.1　煤层气产业发展历程

2.1.1　全球煤层气开发现状

全球已进入能源紧缺时代，煤层气作为气体能源家族的三大成员之一，与天然气、天然气水合物的勘探开发一样，日益受到世界各国的重视。在世界范围内，美国、加拿大、澳大利亚等国家的煤层气勘探开发活动最为活跃，煤炭大国纷纷重视煤层气的勘探与开发。

煤层气的开发利用是个新兴产业。开发煤层气的固有风险和巨大投资需求与其潜在的商业价值之间仍然存在着很大的矛盾，对承担风险的煤层气开发企业来说，政策支持和鼓励就显得尤为重要。

为了鼓励煤层气开发，各国政府纷纷出台煤层气产业发展方面的宏观调控政策，特别是给予卓有成效的财政支持和政策激励，刺激了煤层气开发的快速发展。

美国先后出台《能源政策法》《能源意外获利法》《气候变化行动计划》等，从政策上、法律上鼓励、支持煤层气的开发利用，促进了美国煤层气产业的发展。

按照英国《企业投资管理办法》，开采煤层气可以享受税收优惠政策，即投资者的投资可以通过减免所得税或资本红利税而得以回收。波兰给予从事石油、天然气以及煤层气勘探的企业十年免税政策，吸引了大量国内外投资者。

德国颁布的《可再生能源法》不仅使煤层气发电在经济上具有可行性，而且鼓励企业在相关设备上开展中长期投资。该法规定，今后 20 年内，500kW 以

上的煤层气发电设备每生产一度电补贴约 7 欧分。

印度给予国内外煤层气开发投资者足够的鼓励政策：从实现煤层气商业化生产之日起，7 年内免税，只征收很低的矿区使用费；免交煤层气开发需要的进口材料和设备关税；煤层气价格实行市场价格，政府不干预。

目前，俄罗斯和乌克兰也正在制定一些税收优惠政策和管理法规，鼓励国外公司投资开发其国内的煤层气。

就全球而言，天然气目前在能源结构中所占比重约为 25%，自 1990 年至今，需求一直在以每年 23% 的速度增长。全球以天然气代替石油的能源格局正在显现，而煤层气作为常规天然气的重要补充作用日趋显著。

BP 首席经济学家克里斯多夫·鲁尔预计，从单独某一种能源形式来看，到 2030 年天然气需求增长最快。其主要原因是液化天然气的发展解决了单一管道运输的制约，能够将分散、零散的世界天然气市场连接起来，未来很可能形成一个全球统一的天然气市场。

综合世界经济形势的发展趋势，国际能源机构也大幅上调了全球天然气的需求指数，预计到 2035 年全球天然气需求将达到 5.1 万亿 m^3，其中很大一部分增幅来源于中国与日本在新能源政策导向下的需求增加。事实上，我国已成为世界第三大天然气消费国，未来几年对天然气的消费量还将以每年 25% 的增长速度递增。天然气需求旺盛，作为储量丰富的煤层气资源自然受到各国的重视。未来，全球煤层气的开发利用必然呈现全面、快速持续发展的态势。

2.1.2 国外煤层气勘探开发历程

1. 美国

美国对煤层气的早期研究，主要关注于瓦斯爆炸的控制或预测技术，直至 20 世纪 50 年代初，在黑勇士盆地和圣胡安盆地分别完钻了少量煤层气探井，为大规模开采煤层气资源奠定了基础。70 年代，投资者逐渐认识到煤层气也是一种可以经济利用的能源资源。宾夕法尼亚地区在采煤之前，通过钻孔释放煤层气并加以收集，收集获得的煤层气用于当地的煤矿运转，收到了安全、经济双重利益。

20 世纪 80 年代初，美国政府出台了《能源意外获利法》，鼓励非常规气体能源和低渗透气藏的开发。该政策在煤层气开发初期对煤层气的开发起到巨大的推动作用。石油天然气公司注意到这一非常规天然气的商业价值，开始大规模的投入。煤层气的早期勘探，主要强调热成因的重要性。美国在与西部落基山造山带和东部阿巴拉契亚造山带相关的 13 个含煤盆地群中，启动了煤层气成藏条件研究，研究内容包括煤层气的源岩、成因、分布、生产能力、采收率等，实现了对煤层气产出机制认识的突破，使煤层气勘探开发得以在各个盆地成功展开。许多石油公司也由此开始将钻孔改为钻探产气井，随着裸眼洞穴完井技术的形成和发展，大大提高了煤层气单井产量和经济效益。截至 1983 年年底，美国拥有 165

口煤层气开发井，煤层气的年产量达到1.69亿m^3，由此诞生了美国的煤层气工业。

至20世纪90年代中期，粉河盆地低煤阶FortUnion煤层生物成因气的商业性开发，修正了煤层气的成因理论，即煤层气不仅可以形成于煤化作用阶段（热成因），同样也可以形成于煤化作用的早期阶段（生物成因），甚至是晚期阶段（次生生物成因）。同时，美国地面开发煤层气取得成功，也得益于其含煤盆地具有稳定的区域构造背景，在整体稳定的构造背景之下，煤层气主要集中发育于构造相对活跃的地区。随着水平井、定向羽状水平井、裸眼完井等钻完井技术的研究、试验和规模化应用，美国煤层气工业得到了空前的大发展，1994年煤层气年产量24.09亿m^3，开发井的数量达到6 000口。到1998年，美国煤层气产量迅速增加到324亿m^3。

至2003年年底，全美9个煤层气工业性生产盆地累计已钻各类煤层气井近2万口，井数保持每5年翻一番。2006年美国煤层气井的完井数累计达到3.5万口，约占非常规气井的三分之一，煤层气年产量达到540亿m^3。2006—2012年，随着美国页岩气的快速发展，煤层气新区块的规模开发处于停滞状态，煤层气产量基本稳定在500亿m^3左右，约占天然气总产量的10%。

随着低煤阶成藏理论和洞穴完井技术、中高煤阶低渗区羽状水平井技术的应用，使得人们跳出了原先只在中煤阶区开发煤层气的圈子，开始探索在低煤阶低含气区和高煤阶低渗区开发煤层气，并获得了很大的成功。截至到2014年年底，美国约有煤层气井6万口，年产量为483.2亿m^3。美国煤层气产业的成功发展已在保证美国能源供应安全和经济发展方面起到了不可忽视的作用，同时大大改进了煤炭安全生产和环境污染情况。

1984—2014年美国煤层气井累计钻井数量见图2－1。美国煤层气勘探开发历程见表2－1。

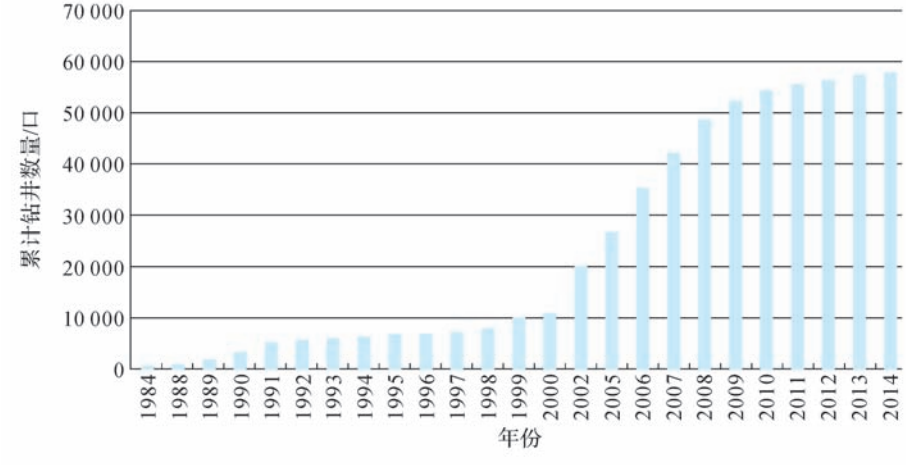

图2－1　1984—2014年美国煤层气井累计钻井数量

表 2－1　美国煤层气勘探开发历程

阶段	开　发　情　况
第一阶段：探索期（1953—1977 年）	在这一阶段，人们从煤矿安全生产角度出发，探索地面钻井开发煤层气。在此期间，煤层吸附成藏理论和降压产气规律逐步被人们所认识，煤层气开发理论和技术取得突破。20 世纪 50 年代，人们尝试通过地面钻井来降低煤层气含量。1953 年在圣胡安盆地 32－7 单元钻探了第一口煤层气井，日产煤层气 0.2 万～1.2 万 m^3，后期稳定在 0.54 万 m^3/d，保持了 40 年。1977 年，山阿英科公司经营的第一个煤层气田锡达尔气田投入开采，证实了煤层气可以商业性开发
第二阶段：产业突破期（1977—1985 年）	在这一阶段，能源短缺迫使美国大规模开发煤层气，政策因素促进美国煤层气产业化取得突破。1977 年全球石油危机，阿拉伯产油国开展石油禁运，美国石油天然气供应短缺，价格飞涨，促使政府开始重视非常规能源的生产以增加其国内能源供应。1980 年出台《能源意外获利法》，其中第 29 条规定对煤层气等非常规能源开发企业进行补贴，以使开发非常规能源的企业在效益上可以同常规油气企业竞争。这一政策吸引了许多美国公司开展煤层气业务，煤层气钻井数量增加，1985 年煤层气年产量突破 3.4 亿 m^3，初步实现了煤层气规模化生产
第三阶段：快速发展期（1985—1994 年）	在这一阶段，优惠政策促进煤层气产业快速发展。《能源意外获利法》有期限的税收和补贴政策促使煤层气开发企业在期限内尽可能加快开采进度，从而促使煤层气产业迅速成长，煤层气年产量迅速提高，1994 年达到 250 亿 m^3
第四阶段：稳定发展期（1996 年至今）	在这一阶段，新技术应用、新盆地开发是近 10 年来美国煤层气产量快速增长的基础。低煤阶成藏理论和洞穴完井技术、中高煤阶低渗区羽状水平井技术的应用使得人们跳出了原来只在中煤阶区开发煤层气的圈子，开始探索在低煤阶低含气区和高煤阶低渗区开发煤层气，并获得了很大的成功。截至到 2014 年年底，美国约有煤层气井 6 万口，年产量为 483.2 亿 m^3。美国煤层气产业的成功发展已在保证美国能源供应安全和经济发展方面起到了不可忽视的作用，同时大大改进了煤炭安全生产和环境污染情况

2. 加拿大

加拿大拥有丰富的煤层气资源，地质储量预计达到 76 万亿 m^3。加拿大煤层气的开发起步于 20 世纪 80 年代，但在 2001 年以前产业发展缓慢。1978—2001 年，加拿大仅有 250 口煤层气生产井，其中仅 4 口井单井产量达到 2 000～3 000m^3/d。由于多年来加拿大政府一直支持煤层气产业的发展，一些研究机构根据本国以变质煤为主的特点，开展了一系列的技术研究工作，在水平井、连续油管压裂等技术方面取得了进展，降低了煤层气开采成本，加上近几年北美地区常规天然气储量和产量下降，供应形势日趋紧张，天然气价格日益上涨，给煤层气的发展带来了机遇。仅 2002—2003 年，加拿大就增加了 1 000 口左右的煤层气生产井，煤层气年产量达到 5.1 亿 m^3，煤层气生产井的单井日产量为 3 000～7 000m^3/d。

到 2004 年，加拿大的煤层气生产井已达 2 900 多口，年产量达到 15.5 亿 m^3。

2005 年加拿大煤层气年产量达到了 30.6 亿 m^3，仅阿尔伯塔地区煤层气的开采量就达到了 25 亿 m^3。2010 年加拿大煤层气产量达到 140 亿 m^3，生产井数 9 900 余口，煤层气年产量占天然气总产量的 6%。2014 年加拿大煤层气年产量约为 120 亿 m^3，与 2013 年持平。

2001—2014 年加拿大煤层气井累计钻井数量见图 2－2。2000—2014 年加拿大煤层气年产量分布情况见图 2－3。

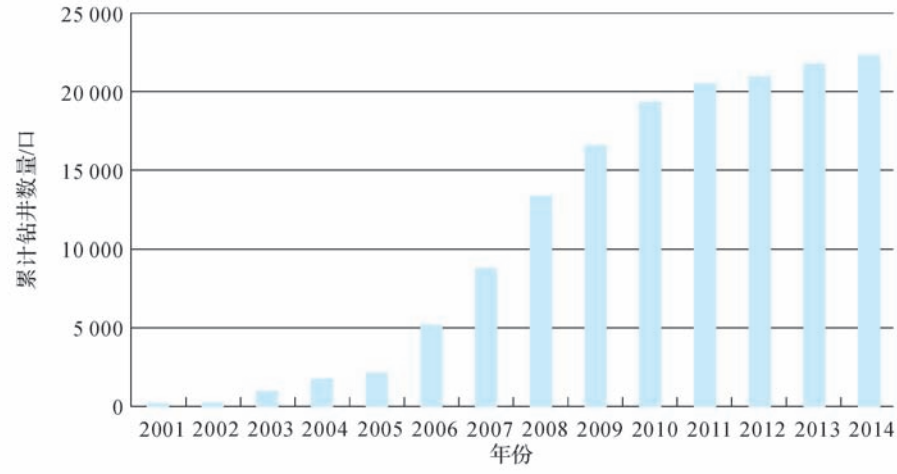

图 2－2　2001—2014 年加拿大煤层气井累计钻井数量

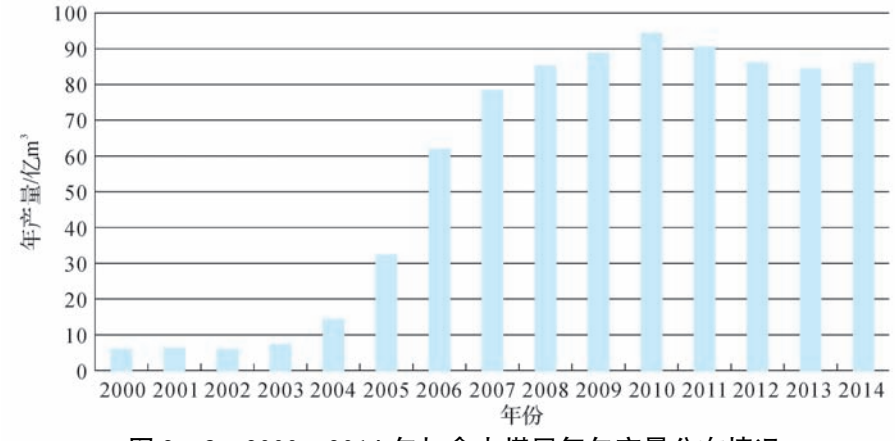

图 2－3　2000—2014 年加拿大煤层气年产量分布情况

加拿大煤层气开发分以下三个阶段：

第一阶段（1978—1983 年）。在此阶段，勘探开发工作在加拿大西部沉积盐地的阿尔伯塔地区进行。两家石油天然气公司打了 7 口煤层气井，其中大部分煤层气井是由阿尔加斯资源公司在阿尔伯塔的南部丘陵地区用小型绳索取芯钻机完成的。加拿大享特公司在阿尔伯塔北部的埃尔姆斯沃尔特地区进行了一次深部（井深 3 200m）煤层完井试验。

第二阶段（1989—1994 年）。在此阶段，12 家石油天然气公司在加拿大的阿尔伯塔和大不列颠哥伦比亚区块钻井 100 多口，包括部分煤层气资源评价井。

第三阶段（1995 年至今）。在最近这个阶段，石油天然气公司在加拿大西部沉积盆地进行了 20 多次煤层气勘探工作。

3. 澳大利亚

澳大利亚煤层气的勘探开发工作发展迅速，是世界煤层气开发最活跃的地区之一。澳大利亚煤层气勘探始于 1976 年。自 20 世纪末期以来，澳大利亚针对本国煤层含气量高、含水饱和度变化大、原地应力高等地质特点，成功开发和应用了水平井高压水射流改选技术，使鲍恩盆地煤层气勘探开发取得了重大突破。1998 年澳大利亚煤层气年产量只有 0.56 亿 m^3，2006 年产量则达 18 亿 m^3。近几年澳大利亚已成功地实施了利用中半径水平井技术开发煤层气，取得了良好的开发效果和经济效益。

澳大利亚昆士兰州的煤层气勘探始于 20 世纪 70 年代中期，但大规模的开发始于 20 世纪 90 年代。当时昆士兰州煤层气勘探的重点主要集中在昆士兰州中部的鲍恩盆地。1996 年，随着石油开采技术的发展，成功进行了鲍恩盆地煤层气的商业性开发，这是昆士兰州煤层气利用史上的一个重大转折点。21 世纪之初，莫兰巴地区开始了煤层气生产，至此，煤层气的商业性开发利用已渐趋成熟。2006 年 1 月，苏拉特含煤盆地也正式开始煤层气商业性开发生产，这表明昆士兰州的煤层气工业已全面步入快速发展的新时期。20 世纪 90 年代初，澳大利亚昆士兰全州的煤层气井数仅有 10 口。到 2001 年，煤层气井数首次超过传统油气井数；而到了 2007 年，煤层气井数已达到 397 口，比传统油气井数多了 226 口；到 2008 年，煤层气井数进一步增加，达到约 600 口。到 2010 年，昆士兰州煤层气井数超过 800 口，显示了煤层气勘探与开采在昆士兰州发展的强劲势头。2014 年 12 月，澳大利亚新南威尔士州政府计划对该州的煤层气勘探体系进行重新设置，并重启开发进程，实施新的战略框架，推动煤层气（CSG）产业规范发展。

1990—2014 年澳大利亚煤层气累计钻井数量见图 2－4。1990—2014 年澳大利亚煤层气年产量见图 2－5。澳大利亚煤层气勘探开发历程见表 2－2。

表 2－2　澳大利亚煤层气勘探开发历程

阶段	详　　情
第一阶段（20 世纪 80 年代）	该阶段主要是在各盆地进行试点研究。例如，美国康菲公司参与澳大利亚昆士兰州的煤层气开发试点
第二阶段（20 世纪 90 年代）	开始商业化生产煤层气。澳大利亚煤层气的商业化开发区域主要集中在东部地区，特别是昆士兰州和新南威尔士州
第三阶段（21 世纪至今）	技术进步促使煤层气勘探开发取得了重大突破。2014 年 12 月，澳大利亚新南威尔士州政府计划对该州的煤层气勘探体系进行重新设置，并重启开发进程，实施新的战略框架，推动煤层气（CSG）产业规范发展

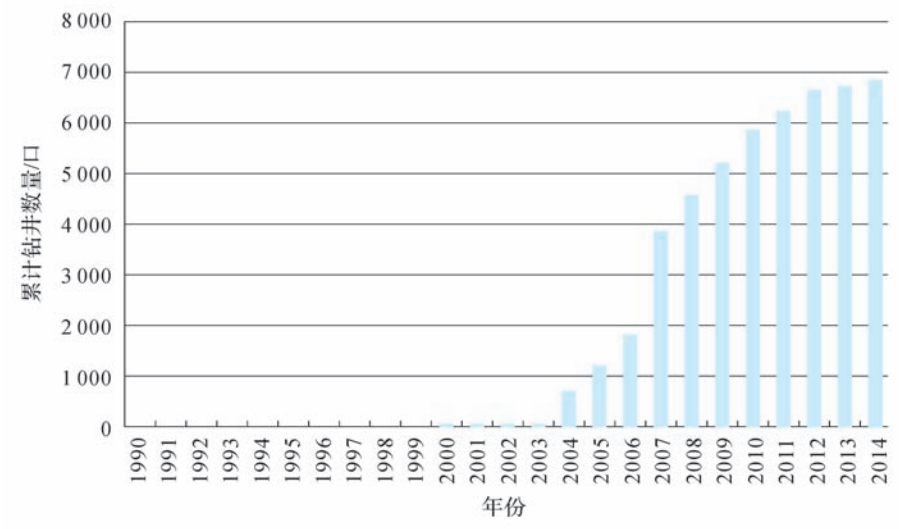

图 2－4　1990—2014 年澳大利亚煤层气累计钻井数量

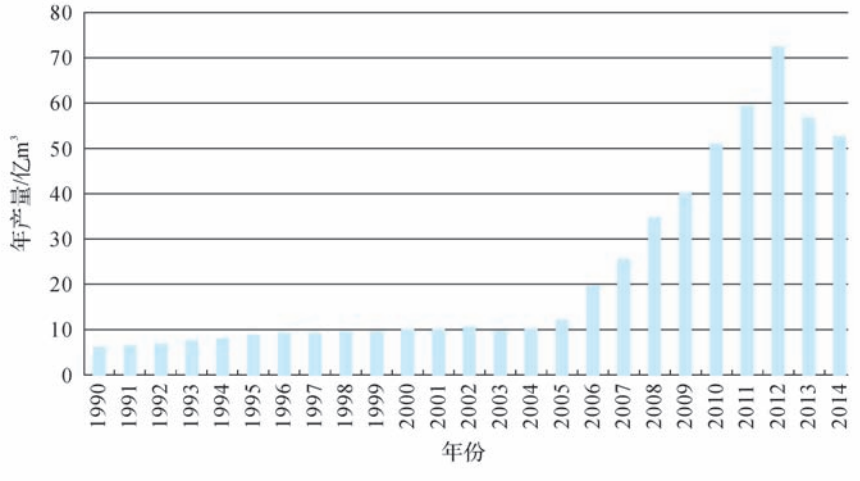

图 2－5　1990—2014 年澳大利亚煤层气年产量

2.1.3　我国煤层气勘探开发历程

我国是世界煤炭资源大国，煤炭资源非常丰富，煤层气资源量达 36.81 万亿 m^3，可采资源总量约 10 万亿 m^3，其中大于 1 000 亿 m^3 的盆地（群）有 15 个，包括二连、鄂尔多斯盆地东缘、滇东黔西、沁水、准噶尔、塔里木、天山、海拉尔、吐哈、川南黔北、四川、三塘湖、豫西、宁武等。二连盆地煤层气可采资源量最多，约 2 万亿 m^3；鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地的可采资源量在 1 万亿 m^3 以上，准噶尔盆地可采资源量约为 8 000 亿 m^3。我国煤层气开发起步较晚，20

世纪 80 年代前，矿井瓦斯主要以井下抽放为主，年抽采量约 0.6 亿 m^3。20 世纪 90 年代以后，煤炭、地矿等部门正式钻探煤层气，在沁水盆地、河南安阳、山西柳林和鄂尔多斯盆地等地区建立了煤层气试验区。从 2006 年开始我国煤层气产业进入快速发展的阶段，2010 全国地面煤层气产量 15.7 亿 m^3，2011 年地面煤层气开发产量达到 23 亿 m^3，2012 年煤层气产量为 25.7 亿 m^3。

我国煤层气勘探开发历程见图 2－6。

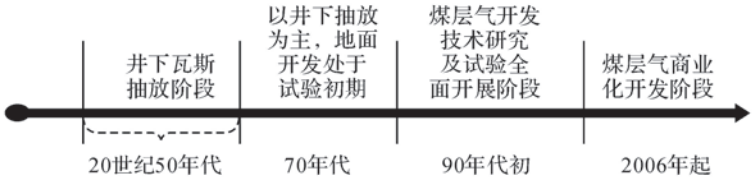

图 2－6　我国煤层气勘探开发历程

目前，我国的煤层气勘探开发主要集中在沁水盆地、鄂尔多斯盆地和东北的阜新等少数几个区块。至 2013 年 2 月，全国共钻煤层气井 12 100 口（不完全统计），其中水平井/多分支水平井 250 余口，占煤层气总井数的比例为 2%，我国煤层气仍以直井开发为主体。截至 2014 年年底，我国煤层气钻井总数近 15 000 口，探明储量超 6 000 亿 m^3，形成了鄂尔多斯盆地东缘和沁水盆地南部两个千亿立方米大气田。

1990—2014 年我国煤层气累计钻井数量见图 2－7。2000—2014 年我国煤层气产量见图 2－8。2012 年我国煤层气产量主要构成见图 2－9。

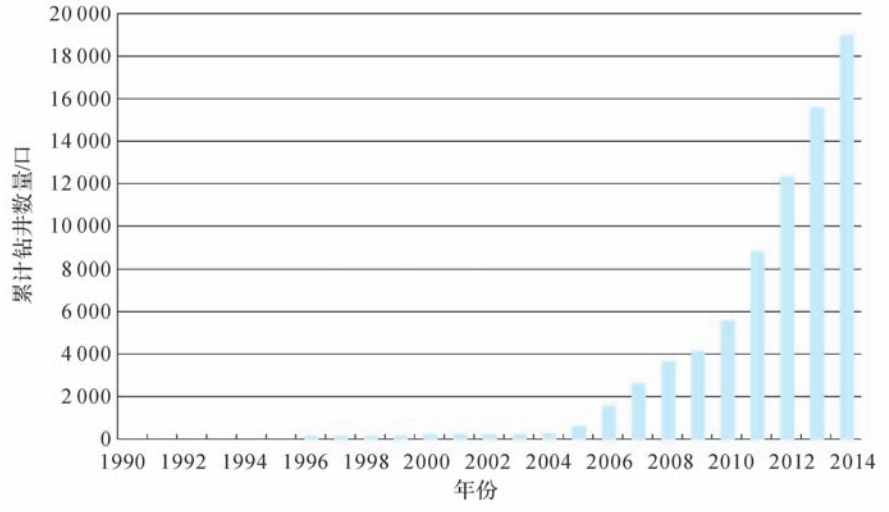

图 2－7　1990—2014 年我国煤层气累计钻井数量

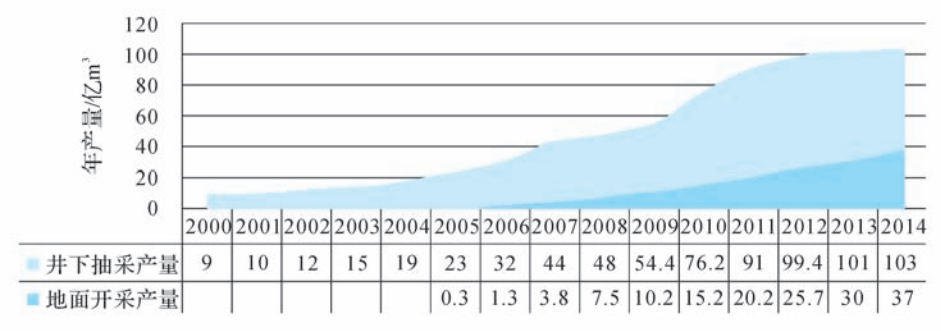

图 2－8　2000—2014 年我国煤层气产量

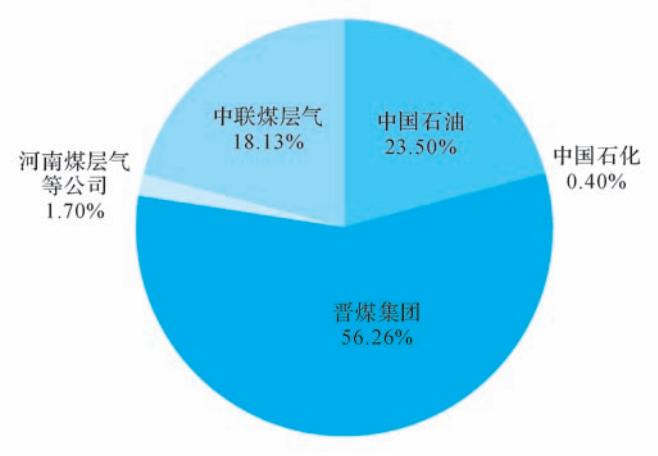

图 2－9　2012 年我国煤层气产量主要构成

煤层气采出方式主要有两种，一是抽采煤层气，一是风排瓦斯（乏风瓦斯）。风排瓦斯（CH_4 <1%）是国内涌出煤层气的主要处理方式，通过通风装置降低矿井中瓦斯的浓度，目前国有重点煤矿通风能力基本能满足瓦斯排放的需求，但不具备利用价值。井下钻采是在煤炭开采过程当中，在煤层中掘进专门的抽采巷道，在本煤层、邻近煤层和采空区钻孔抽采，开采出的煤层气浓度低（1% <CH_4 <30%）；地面开采是将煤层气作为一种有用的矿产资源，与油气资源开采类似，通过地面钻井开采，纯度高（CH_4 >90%）。

（1）地面煤层气抽采　近年来，我国煤层气的地面开采规模以每年约 5 亿 m^3 左右的速度平稳增长，由 2008 年的 5 亿 m^3 增长到 2012 年的 25.7 亿 m^3。2013 年，煤层气地面开采量达到 30 亿 m^3，同比增长 16.60%。2014 年，煤层气地面开采量达到 37 亿 m^3，同比增长 25.2%。2007—2014 年我国煤层气地面开采情况见图 2－10。

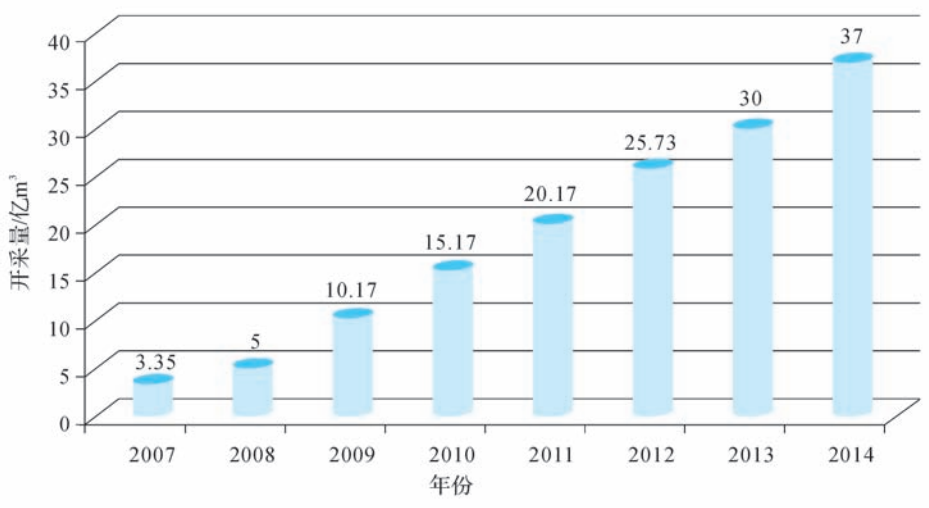

图 2－10　2007—2014 年我国煤层气地面开采情况

井下抽采的低浓度煤层气（CH_4 <30%）中混有空气，单位体积热值低、运输成本高，无法实现规模化的利用，只能在当地就近使用，或者直接稀释排空（每年国内排空的煤层气达 150 亿 m^3，其温室效应远高于二氧化碳）。只有当浓度达到 80% 及以上时，管道运输和 LNG、CNG 槽车运输等才具有经济性。高浓度瓦斯主要有两种来源：一种是地面抽采的煤层气，甲烷含量达 95% 以上；另一种是通过浓缩工艺将井下抽采的煤层气浓度提高。而采用井下低浓度瓦斯浓缩工艺则成本过高。

目前，低浓度瓦斯的提纯技术主要使用真空变压吸附法（VPSA），即低浓度瓦斯在常压下被吸附塔吸附后，再利用抽真空的方法降低 CH_4 的分压，使其解吸并汇集起来。处理原料为抽采泵排出的 CH_4 浓度在 5% ~50% 之间的煤层气，通过两级吸附可以实现甲烷浓度在 30% ~90% 之间自由调节，其中 30% 以上的可以直接用作民用燃气、瓦斯发电、锅炉燃烧等；浓度在 90% 以上的则可以通过 LNG 撬车、CNG 装罐或者管道运输实现商业化利用。

（2）矿井瓦斯（井下）抽采　自 2007 年国家出台相关优惠政策后，我国煤层气地下抽采规模不断扩大，煤层气的开发进入了相对较快的发展阶段。2012 年井下煤层气抽采规模 100.3 亿 m^3，同比增长 17.45%；2013 年全国井下煤层气抽采规模为 126 亿 m^3，同比增长 25.62%；2014 年，井下煤层气抽采量 133 亿 m^3，同比增长 5.6%。

相对于地面钻采，井下煤层气抽采受到煤炭开采总量的限制。2013 年全国原煤生产总量约为 37 亿 t，煤层平均含气量为 9.76m^3/t，按照目前井下煤层气抽采的采收率为 30% ~40% 计算，则有 108 亿 ~144 亿 m^3 煤层气可以实现井下抽采，而 2013 年实际实现了 100.30 亿 m^3 的开采。未来井下煤层气抽采量的进一

步增长，必须依赖煤炭开采量的持续增长或者地下煤层气采收率的提升。煤炭开采受限于经济增长的减缓和替代能源的增加，未来很难实现大规模的快速增长。另外，井下抽采煤层气采收率的提高受限于科技水平和经济性的影响，存在较大的不确定性。

2007—2014 年我国煤层气井下抽采情况见图 2－11。

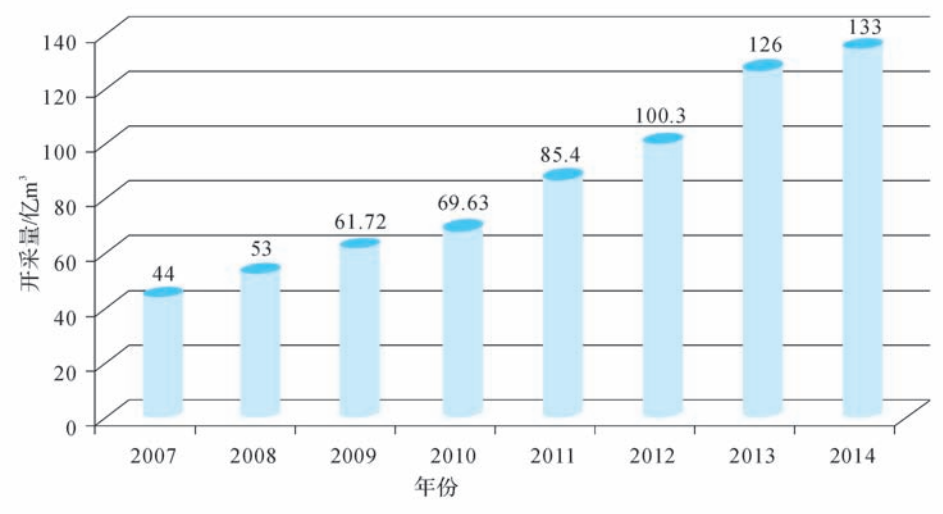

图 2－11　2007—2014 年我国煤层气井下抽采情况

2.2　煤层气产业总体发展现状

2.2.1　煤层气勘探开发的特殊工艺

1. 煤层气取芯工艺

（1）煤层气取芯技术要求　煤层气井不仅像常规石油天然气井一样需要对储层进行评价研究，取芯确定煤岩的结构、煤阶、渗透率、裂缝（割理）展布及大小等煤层参数，而且与常规油气井不同的是需要在现场及时做煤芯甲烷气含量的测定和现场采样来测定甲烷气解吸压力、吸附压力曲线等，并据此计算开采区煤层甲烷气储量、预测产气量及为井网布置、射孔、试气、压裂设计等提供依据。因此，煤芯是煤层气井勘探开发不可缺少的重要资料。

为准确获得上述煤层参数，煤层气井取芯要求有：①收获率高（纯煤芯收获率为 80%）；②出芯速度快（割芯至出芯时间不能超过 20min）；③煤芯甲烷气体散失少；④煤芯质量和原始结构保持好；⑤取芯成本低。

（2）绳索取芯钻头的选择　取芯钻头是任何钻井取芯必不可少的和起决定作用的部件之一，它对取芯工作能否成功具有极大的影响。因此，煤层气井必须根据煤岩机械性质、变质程度（煤阶）来选择取芯钻头类型。对松碎煤层选用

硬质合金取芯钻头，成柱性较好的煤层可选用 PDC 或三角聚晶取芯钻头。不同煤阶适用的取芯钻头类型见表 2－3。

表 2－3　不同煤阶适用的取芯钻头类型

煤　阶	泥炭～长焰煤	气煤～肥煤	焦煤～无烟煤
取芯钻头类型	PDC 三角聚晶	PDC 硬质合金	硬质合金
备注	非煤层选用 PDC 或三角聚晶取芯钻头		

（3）绳索取芯钻进参数的确定　好的工具是取芯成功的关键，但取芯操作时的工艺参数也是至关重要的。绳索取芯受尺寸的限制，岩芯直径为 70mm，而井底需要切削的面积相对较大，则机械钻速低，引起对岩芯的扰动大；另外易磨芯，使芯径变细、破碎，卡芯不牢。因此，必须确定与取芯工具和煤层相匹配的参数。

1）钻压。由于煤层松软，钻压愈大，钻头吃入煤层愈深，一方面造成钻头“泥包”、堵水眼。另一方面，增加钻头转矩而使钻头上下波动，破坏煤芯柱，降低收获率。因此，煤层取芯应选用较低钻压。

2）转速。绳索取芯岩芯直径相对较小，取芯钻进时转速不宜过高，以避免钻具振动造成对岩芯的扰动破坏，尤其对煤层应采用低转速，一般为 35～45r/min。

3）排量。排量的选择应根据不同地层、不同类型的取芯钻头来确定，对顶底板选用较大排量，利于快速清除岩屑；对煤层选用较低排量，避免冲刷煤芯柱，一般采用 5～8L/s。

4）泵压。由于取芯钻头的水眼面积较常规正常钻进钻头大，排量小，钻头压降小，加之适用井浅，因此，取煤芯时泵压较低。

（4）绳索取煤芯工艺措施　常规地层取芯钻进通常分三个阶段，即轻压树芯、常压取芯及加压磨芯、割芯，而对煤层取芯不能照搬这种传统做法。通过分析和实践，煤层取芯开始无需“树芯”，应快速将钻压均匀加至正常钻压值，割芯时不需磨芯。如果按常规取芯方式进行轻压树芯钻进，则钻压小、进尺慢，煤芯细易破碎，长时间钻井液冲蚀和浸泡使煤芯损耗，降低收获率。

另一方面，煤系地层中大多含有坚硬的夹矸，取芯时应控制单筒进尺，在取完夹矸后再取下部煤层，避免在一筒中出现煤芯顶夹矸而影响收获率。综上所述，由于煤层疏松，成柱性差，取芯钻进参数应以“四低”为宜，即低钻压、低转速、低排量和低泵压，这样有利于煤岩树芯和进芯。此外，还要控制单筒取芯进尺不宜过长。

2. 煤层气裸眼造穴工艺

目前，在国内外煤层气开采中采用的裸眼洞穴造穴技术主要有三种：负压造

穴、水力射流造穴和机械工具造穴。负压造穴技术采用一部经过特殊改造的钻井或完井作业机穿透煤层，通过配备的几台大功率空压机和旋转头以及地面复式管路系统，将大量空气压入井内，通过多次的快速憋压和放喷，造成剧烈的井内压力激动，使煤层崩落形成洞穴。水力射流造穴技术是采用水力射流的原理，通过在钻具下部连接特殊设计的水力喷射装置，使循环钻井液在煤层产生水力射流冲割的作用，形成一定的煤层洞穴。机械工具造穴技术是采用机械扩眼方式，通过某种控制方式使造穴工具的刀杆张开，并在钻具的带动下旋转，切削煤层形成满足实际需要的洞穴。

从三种造穴技术的设备和工艺的复杂程度及其应用的效果来看，负压造穴技术所需的工艺设备最为复杂，技术要求高，操作难度大，危险性大，在目前的国内技术条件下安全性难于保证。水力射流造穴技术工艺和设备较为简单，但是，根据目前水力射流造穴技术的应用现状，还没有可靠的计算方法可以确定这种技术造出洞穴的大小和形状，因此，在现场应用中，水力射流造穴技术造出的洞穴远远不能满足煤层气开采对洞穴的大小要求。机械工具造穴技术相对来说工艺和设备也比较简单，而且对洞穴的大小能够随意控制，从而满足不同煤层气开采的需要，因此，在国外该技术工艺和工具发展都已经比较成熟，具有广阔的应用市场。

结合国内外相关的研究成果和技术发展方向，并考虑到施工操作安全因素，煤层气井裸眼洞穴造穴技术的优化方案是水力射流造穴 + 机械工具造穴，即首先应用水力射流的原理对要造穴的井段进行射流作业，形成一定直径的洞穴，使井壁疏松，然后下入机械造穴工具进行工具造穴作业，完成钻井设计中对洞穴的要求。该方案通过水力射流造穴技术和机械工具造穴技术的结合，形成了快速、安全、简单的煤层气井裸眼洞穴造穴技术。

根据煤层气井作业的实际情况，水力射流造穴 + 机械工具造穴技术的工艺流程是：

1）钻穿煤层，清理井眼。

2）配接下井钻具，保证在最接近套管下端位置安装满眼扶正器，并保证工具能够下到造穴段的底部。

3）下入水力射流造穴工具，对设定的需要造穴段进行水力射流作业，完成射流造穴施工，然后起出钻具和水力射流造穴工具。

4）根据钻井现场实际情况，选择确定机械造穴工具节流装置喷嘴的大小和泥浆泵排量，并根据要造穴地层的硬度确定造穴的次数，安装合适的造穴工具的活塞限位套。

5）清理井口，下入机械造穴工具、钻具组合体，防止造穴工具磕碰，并且下钻过程中严禁开泵循环泥浆。钻具下到设计洞穴的底部，缓慢开泵建立循

环，并缓慢转动钻具，要时刻观察钻具转矩表值，如发现转矩陡增，必须立即调整钻具转速或泥浆泵排量，以防损坏造穴工具的刀杆机构，造成井下事故。

6）按照调整好的排量和转速，进行造穴施工作业。

7）当观察到钻具转矩显著降低时，需持续一段时间，然后缓慢上提钻具；当转矩增加到接近原值时，停止上提钻具并保持该上提力，继续造穴施工。当再次观察到钻具转矩显著下降时，再次上提钻具，使钻具转矩接近原值。如此反复操作，直到钻具上提距离达到设计的洞穴的高度。

8）停泵终止泥浆循环，缓慢转动钻具，并缓慢上提钻具，使造穴工具刀杆机构收回，起出钻具和造穴工具，造穴作业完成。

3. 主水平井眼穿越抽排井裸眼洞穴工艺

U 形井也称 U 形水平连通井，是指根据煤层的特性，利用水平定向技术在煤层中钻出一个长水平井眼作为泄气通道（工程井），同时为了满足排水、降压、采气的需要，在距水平井口数百米或数千米左右处钻一口直井（生产井）并在煤层段造洞穴，水平井与直井在煤层洞穴处连通，形成连通水平井用于排水降压采气，由于其形如“U”字，故简称其为 U 形井。U 形井结构见图 2－12。

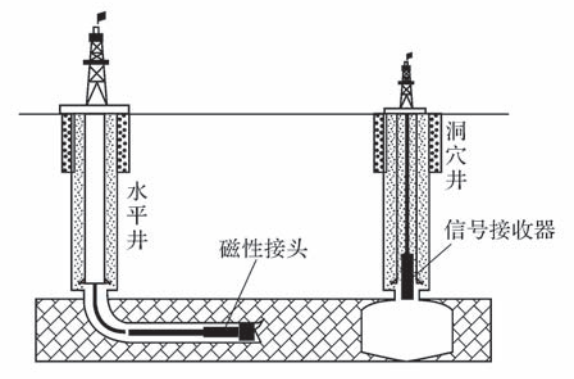

图 2－12　U 形井结构

主水平井眼必须先穿过裸眼洞穴，然后钻下面的井眼或进入下面的井眼。由于裸眼洞穴的存在，使得施工难度大大增加。因为裸眼洞穴直径 0.5m 左右，相当于一个“大肚子”井段，在穿过裸眼洞穴时，必然会产生不同程度的复杂情况，甚至导致钻井事故的发生。为此，制定了四种施工方案，解决该技术问题。

（1）打水泥塞，再过裸眼洞穴　首先，在抽排井裸眼洞穴以下井段打水泥塞或填砂，将裸眼洞穴下部井眼封住，然后再进行后续施工。这样，钻头通过裸

眼洞穴时就不会因重力而进入下部井眼，也有利于清除造洞穴形成的玻璃屑，从而避免发生复杂情况。

（2）不钻穿下底板，沿下底板过洞穴　在钻井施工中，抽排井只在煤层段造出洞穴，而不钻穿煤层下面的底板。钻头通过裸眼洞穴时可以沿底板钻进，这样就可以顺利通过，避免发生复杂情况。

（3）将抽排直井放在水平段尾端　如图 2－12 所示，设计时将洞穴井放在水平段尾端，水平井眼在钻进过程中无需穿洞穴，可有效解决主水平井眼穿洞穴的难题。

（4）两井连通实施工艺　采气的直井是先于主水平井施工的，并在煤层段用特殊的工具造洞穴，便于主水平井眼穿过。但是由于直井轨迹的漂移、裸眼洞穴直径的限制以及主井眼造斜段随钻监测精度的影响，两井连通是一个比较大的难题。因此，在两井连通前必须做到以下两点：①对直井进行多点测量或陀螺测量，确切搞清裸眼洞穴点的坐标和井深位置；②在裸眼洞穴以下井段打水泥塞，将裸眼洞穴下部井眼封住，再进行连通工作。这样，钻头通过裸眼洞穴时就不会因重力而进入下部井眼，可以避免发生复杂情况。具体连通时可以通过旋转磁场定位系统来实现，即在直井裸眼洞穴中放入特制的旋转磁场定位系统，并连接计算机；在主水平井中的钻头和马达之间接入一根强磁短节来发射磁场，由直井中旋转磁场定位系统接收，并及时把信息传送到计算机中，技术人员根据传送的信息判定钻头钻进的方向与直井连通点位置的方位，然后下达指令给钻井工程师，再由钻井工程师对随钻监测的 LWD 进行不断调整，控制钻进中钻头方位、井眼轨迹，直至连通。一般在 80m 之内，就可以接收到发射的信号，距离越近，信号愈强。

4. 分支井眼侧钻工艺

钻完主水平井眼后，进行各分支井眼的钻井施工作业。钻分支井眼需进行侧钻施工，主要内容包括侧钻、造斜和钻水平段，相应地，其轨迹控制的主要内容为侧钻控制、造斜控制和水平段控制。造斜控制和水平段控制与钻主水平井眼基本相同，这里不再进行分析。侧钻技术是钻分支井眼轨迹控制的核心技术，这里将进行重点分析。

针对主水平井眼是裸眼或下套管两种不同情况，分别制定了两种侧钻技术方案：裸眼侧钻和套管开窗侧钻，下面分别进行阐述。

（1）裸眼侧钻　在主水平井眼是裸眼的情况下，可采取裸眼侧钻技术进行侧钻施工，通过侧钻技术钻出各分支井眼。目前，常用的侧钻技术有三种，一是悬空侧钻；二是使用可回收式裸眼封隔器/斜向器进行侧钻；三是打水泥塞进行侧钻。

1）悬空侧钻施工程序最为简单，即直接将由单弯螺杆组成的导向钻具下至侧钻点，根据要求的方位摆放好工具面，以滑动的方式控时钻进，直到钻出新井眼。采用这种技术进行各分支井眼侧钻，施工工艺简单，易于实现。

2）采用可回收式裸眼封隔器/斜向器进行侧钻，施工工艺如下：

①当钻完主水平井眼后，调整钻井液性能，确保水平井段内岩屑清洗干净，无底边岩屑床，煤层井壁稳定。

②起出钻具，下入可回收式斜向器到预定分支点位置，定向后座封；然后下入带导向钻具，侧钻出一个水平分支井眼。

③钻完第一个分支井眼后起出钻具，下入专用工具将斜向器起出；重复上述方法钻完设计分支井眼个数后裸眼完井。

采用这种技术进行侧钻，成功率高，但施工程序较多，需要特殊的工具。目前，国内还没有可回收式裸眼封隔器/斜向器，需从国外引进或进行研制。

3）采用打水泥塞的方法进行侧钻，其主要施工步骤是：

①在钻每一个分支井眼前，在主水平井眼相应的位置打一个 50 ~ 100m 的水泥塞，候凝 48h。

②修塞，将水泥塞顶面修至侧钻点。

③下入由直螺杆和弯接头组成的钻具进行定向钻进，或下入由单弯螺杆组成的导向钻具进行定向钻进，直到钻出新井眼。

④钻完一个分支井眼后，将水泥塞钻掉。

⑤重复上述步骤，钻另一个分支井眼，直到钻完所有分支井眼。

由于鱼骨型分支水平井需在主水平井眼中钻出多个分支井眼，因此，需多次进行打塞和钻塞施工作业，施工程序十分复杂。

（2）套管开窗侧钻　如果在主水平井眼中下入了套管，钻各分支井眼前需进行套管开窗侧钻施工，与裸眼侧钻施工相比，套管开窗侧钻施工程序较为复杂。

开窗方式有两种，锻铣开窗和磨铣开窗。磨铣开窗工艺较为简单，周期短；而锻铣开窗工艺相对复杂，周期长。

锻铣开窗：在设计位置将原井眼的一段套管用锻铣工具铣掉，锻铣长度一般为 20m，以避免套管磁场对随钻仪器的影响，然后在该井段注水泥，再利用导向钻具定向侧钻出新井眼。

磨铣开窗：在设计井段下入导斜器，再用多功能铣锥，将套管磨穿，形成窗口，然后再用钻头钻出新井眼。其优点是侧钻开窗井段短，通常为 3 ~ 4m，容易侧钻出新井眼。磨铣开窗所需工具配置比较简单，主要包括斜向器、铣锥及陀螺测斜仪。斜向器起定向作用；铣锥用于磨铣套管；陀螺测斜仪用于老井套管内测斜。两种开窗方式的优缺点比较见表 2 –4 所示。

表 2－4　两种开窗方式优缺点比较

开窗方式	优　　点	缺　　点
磨铣开窗	（1）使用范围广，能应用于大井斜角、套管损坏井和多层套管； （2）磨铣铁屑量少，对钻井液性能要求低； （3）开窗后无需打水泥塞候凝，下入定向工具即可侧钻； （4）成本低，周期短； （5）工具加工简单，可多次重复使用； （6）井眼条件要求不严	（1）原井眼直井时，用陀螺测斜仪确定斜向器方位；井斜≥5°时，用陀螺测斜仪或有线随钻测斜仪确定斜向器方位； （2）出窗后易受磁干扰； （3）斜向器座封必须牢固，在整个钻井过程中窗口处容易引起事故； （4）开窗后套管重复段固井质量很难合格
锻铣开窗	（1）锻铣后可在任意方向侧钻； （2）使用工具较少，只需一套锻铣工具或更换刀片； （3）工艺简单，无需修磨窗口	（1）锻铣铁屑量大且尺寸大。清除困难，特别是井斜大时，对钻井液要求更高； （2）刀片被卡造成卡钻时，处理困难； （3）成本高，起、下钻次数多，延长生产周期； （4）锻铣后打水泥塞候凝，钻塞后才可测钻

（3）套管开窗侧钻工艺　开窗侧钻主要施工工艺包括：开窗前进行井眼准备；选择开窗位置及选择开窗方式进行开窗；侧钻；定向钻进。

①井眼准备：主要工作是通井，确保井眼畅通，检查套管变形情况；建立人工井底封堵原井眼；对套管试压，确保开窗前不漏。

②工具检查和入井：检查卡瓦螺纹牢固情况；防止斜向器中心管进入石块等东西，造成投球憋压问题；斜向器下入要均匀缓慢，防止出现意外造成提前落、卡于井中。

③确定开窗位置：选择开窗位置要综合考虑开窗点、靶点、垂深余量、靶点半径等因素，避开套管接箍和扶正器，避开复杂地层，开窗点原则上不要选在水层。

④开窗技术：开窗长度一般 3～5m，起始段轻压、低转速，骑窗段轻中压、较高转速，防止提前出套；出套段高转速吊打，防止铣锥下滑到井壁；开窗过程中要求钻压均匀，保证窗口光滑。斜向器斜角一般为 3°，铣出窗口椭圆长轴直径约 4.6m，即从开始铣起到铣出套管最少需要约 5m 的段长，计算深度出去就可以

换钻头。施工中要轻压慢转反复提放，并间断停止铣进，循环携屑，防止卡钻。139.7mm 套管中正常开窗速度一般在 8～12h，不宜过短或过长。铣完之后要认真、反复地修整窗口，以利于后续工作的开展。

⑤窗口保护技术：斜向器固定牢固可靠，防止开窗、钻进中斜向器转动；防止钻头、工具等在起下钻通过窗口时碰挂、损坏窗口。

⑥干扰消除：轨迹控制允许转盘钻进 20～30m，或使用磁性测斜仪。

⑦井眼净化：钻井液密度合理，确保开窗段井壁稳定；调整钻井液性能，提高环空返速，保证铁屑的良好携带。

⑧斜向器定向：井斜大一些的定向井可以使用高边定向（井斜 >5°），井斜小一些的可用陀螺仪定向，对于直井可以不需定向，随意摆放斜向器，待侧钻出去以后再使用随钻定向即可。

⑨钻头选型：煤层可钻性比砂岩和泥岩要好，且煤层钻进尽可能保持连续性。基于此，目前可供选用的钻头类型有单牙轮或三牙轮钻头和 PDC 钻头。可以根据地层情况选用合适尺寸的单牙轮、三牙轮钻头或 PDC 钻头，牙轮钻头一般选用 437、517、537 等类型。

⑩钻进及扩眼：定向出去之后可采用常规或复合钻钻进，若需扩眼，则在进尺打完之后使用液压式扩眼器。扩眼后井径为 135～140mm，扩眼钻进速度一般是该井段正常钻进速度的 70%～80%。即如需要扩眼，则需要比正常钻进增加 70%～80% 的施工时间。

5. 径向水平井钻井工艺

（1）技术特点　径向水平井是指曲率半径比常规的短曲率半径更短的一种水平井，又称之为超短半径径向水平井或超短半径水平井。径向水平井技术应用的钻井系统为超短半径径向水平井钻井系统“Ultra short Radius Radial System”，简称 URRS。运用 URRS 系统，在设计施工的层段内使钻柱以极短的弯曲半径（约 0.3m）实现从垂直方向到水平方向的转向，并以水力驱动钻杆送进、以完全高压水喷射破碎岩石进行水平钻进，形成径向水平井眼直径为 70～110mm。

径向水平井完成从垂直到水平的转向，避免了采用常规的大曲率半径、中曲率半径和短曲率半径方法钻水平井所需的频繁造斜、定向和复杂的井眼轨迹控制等工艺过程，保证水平井准确地进入目的层；采用自旋转自进式射流钻头破岩形成水平井眼的新技术，不需要钻杆旋转也不需要通过钻杆给钻头施加“钻压”以破岩，在整个过程中钻头可以自动旋转且自我提供动力推进；钻头侧部喷嘴在提供旋转转矩的同时旋转扩孔，可以扩大孔径，形成规则稳定的井眼，有利于钻进过程中钻屑的及时排出；钻头尾部反向喷嘴所产生的射流在提供反作用力的同时，进一步旋转破碎环空岩屑，并为钻屑的排出提供冲击动力，从而解决常规水平井技术所遇到的施加钻压困难和钻杆旋转带来的一系列问题，减小了井下事故

的发生并提高了钻井速度。采用电磁限速或油压限速装置，结合地面泵压及排量的合理控制，可以有效控制水力破岩钻头的旋转速度及其在地层中的钻进速度，从而保证高压旋转水射流具有良好的打击性能，确保钻头高效破岩钻进。

径向水平井兼有完井和增产的作用，其机理在于井眼的形成是由于高压水射流的线切割破碎煤岩而成，不存在压实作用，保持了煤层原始的裂隙结构；辐射状的分支水平井眼与原始裂隙在煤层形成相互连通的网络，更大限度地沟通煤层原生裂缝和隔离系统，大大降低了煤层裂隙内流体的流动阻力，提高了煤层排水降压和煤层气解吸附运移的效率，快速高效地降低煤层压力，进而提高煤层气产量，提高采出程度，缩短采气时间，解决了煤层气射孔、压裂效果不理想的问题，极大地提高了煤层气开发效益。另外，该技术利用清水喷射，减少了钻井液、压裂液对于煤层的伤害。

（2）URRS 系统构成　径向水平井钻井技术系统主要包括地面设备和井下工具设备两部分。地面设备主要为常规的修井机车、高压水射流发生装置、缆绳车和计算机监控设备、数据采集及处理装置，分别用来提供水力破岩、井下工具的动力、下钻具以及控制钻井速度；井下工具包括井下开窗工具、转向系统（斜向器）及控制机构、高压水力喷射和推进装置、输送高压流体的连续钢管、水力破岩钻头等。

（3）工艺流程与关键技术

1）早期径向钻井技术。美国 Petrolphysics 公司于 20 世纪 70—80 年代成功研制的径向水平钻井系统是早期径向钻井技术的代表。

该技术完成径向钻井作业可分为以下 4 步：

①套管锻铣。通过钻杆将套管锻铣钻头下入待钻深度，启动地面设备将套管铣出一段可以满足斜向器下入要求的长度，起出套管锻铣钻头。

②扩眼。将扩眼钻头与钻杆相连，将扩眼钻头下入已铣过的井段，启动地面设备进行扩眼，扩眼井段长度等于或略小于被铣套管长度，完成扩眼后，起出钻头。一般扩眼要分多步进行，最终使井眼直径大于 600mm。

③下斜向器。将液压锚和斜向器下入扩眼井段，用陀螺仪测量斜向器方位角；调整好方位角后，用液压锚将斜向器固定在扩眼井段。

④径向水平段钻进。射流钻头与高压软管一端相连，高压软管的另一端与高压油管相连，通过高压油管将高压软管连同射流破岩钻头一起下入井中，斜向器引导钻头和高压软管进入待钻目的层，启动地面压裂泵；高速射流对岩石侵蚀进而完成径向水平段井眼的钻进作业。

经过技术的改进，Petrolphysics 径向钻井系统可在完成一个方向的径向钻井作业后，无需取出斜向器，而仅需将斜向器转动一定角度后即可进行同深度其他方向的径向钻井作业。该径向钻井技术所存在的最大问题是必须进行套管锻铣和

扩眼，影响了这种径向钻井技术的作业效率。

2）新型径向钻井技术。美国 Radial Drilling Service（RDS）公司，Blast 公司和 Well Enhancement Services（WES）公司等进行了新型径向钻井技术的研究。与传统径向钻井技术相比，新型径向钻井技术的本质区别在于：新技术工艺中使用了新型的导向器，无需再进行套管锻铣和扩眼，而是采用设备、工具直接在套管和水泥环上钻孔，然后进行水平段井眼钻进。由于无需套管锻铣和扩眼，使得新型径向钻井技术的作业效率得到大幅度提高。

该技术施工过程可分为以下 3 步：

①下入导向器。导向器与油管下端相连，通过修井机将导向器下入井中。整个径向钻井作业过程中，井下导向器通过油管悬挂在套管中。通过罗盘或其他仪器确定井下导向器的方位角，地面修井机通过旋转油管带动井下导向器来调整方位角。

②钻套管、水泥环。套管、水泥环钻具与连续管相连接，从油管中下入。下到计划深度后，钻头和柔性钻杆由井下引导器引导由垂直转向水平，钻头接触套管待开孔位置。启动地面高压泵，连续管将高压钻井液输送至井下螺杆马达，开始钻套管。通过地面控制系统下放连续管，控制并完成套管和水泥环的钻进。完成该方位角套管、水泥环的开孔工序后，调整导向器转向另一方位角，启动地面高压泵再完成这一方位角位置的套管、水泥环开孔。按此工艺步骤，完成在导向器下入深度平面上所有套管、水泥环的开孔作业，然后通过连续管从油管中起出螺杆马达、柔性钻杆和 PDC 钻头。

③径向水平段钻进。高压软管一端与自进式高速射流钻头相连，另一端与连续管相连。通过连续管作业机将高压软管和自进式高速射流钻头下入油管中，启动地面高压泵，自进式高速射流钻头向后喷出的高速射流与油管内壁间产生的作用力为钻头和高压软管的顺利下入提供了牵引作用。导向器引导钻头和高压软管通过已开孔的套管、水泥环后进入待钻径向井位置。调节地面高压泵的压力和流量，高速射流喷射钻头通过喷出高速射流的侵蚀作用实现对地层的破岩、钻进，最终完成该径向井段的钻井作业。按此工艺步骤，完成剩余所有径向井段的钻井作业。

3）关键技术。径向水平井钻井技术需要解决的主要问题有三个：①径向井眼要有一定大小的直径，满足储层开采要求。②径向水平段能达到一定长度，尽量增大储层泄漏面积。③钻进速度。其中，径向井眼直径和钻进速度与导向器系统的液压送进能力密切相关；而径向水平段长度与径向水平钻进技术有关，主要包括转向器系统、水射流喷嘴以及钻进控制等技术内容。

（4）国内外煤层气田应用现状　超短半径径向水平井技术最先由美国 Bechtel 和 Petrolphysics 两家公司在 20 世纪 80 年代联合研究形成，已在美国和加拿大

钻成数量超过 1 000 口的径向井，每口井的曲率半径 0.3m 左右，工作压力 60MPa 左右，孔眼直径 70mm 以上，水平段长度 30～60m。目前，澳大利亚已成功应用高压水射流在煤层中钻水平井眼长度达到 428m，破岩钻进速度达到了 30m/min。特别是在 20 世纪 80 年代末发展了磨料射流技术可以用来射孔，使工作压力降至 30MPa，油田使用的水泥车即可满足径向水力喷射的要求。国内的江汉机械研究所、中国石油大学等单位也开展了相关研究与试验。自 1997 年以来我国实施煤层气径向钻井 23 口以上，除 L30 井试验效果较好外，其余各井均不理想，单井总进尺最长 2 941m（15 个分支）。究其原因主要是由于低渗透、喷孔直径小、弯曲大、前喷后堵。水力喷射开窗直径 28mm，孔径小，排采中易被煤粉和水堵塞。目前已在现场作业的近 10 口井中，水平段长度最大的达到 18.5m。

2.2.2 煤层气勘探开发技术

1. 勘探技术

（1）煤层气地震勘探的地震反演技术　地震反演技术综合运用地震、测井、地质等资料以揭示地下目标层（储层、油气层、煤层等）的空间几何形态（包括目标层厚度、顶底板构造形态、延伸方向、延伸范围、尖灭位置等）和目标层微观特征，它是将大面积的连续分布的地震资料与具有很高分辨率的测井资料进行匹配、转换和结合的过程。波阻抗反演是指利用地震资料反演地层波阻抗（或速度）的地震特殊处理技术，是储集层岩性预测、油藏特征描述的确定性方法，在实际应用中取得了显著的地质效果，因此，地震反演通常指波阻抗反演。

波阻抗反演技术是岩性地震勘探的重要手段之一，利用波阻抗反演计算煤层气储层厚度是煤层气地震勘探技术的重要用途。将时间域的地震数据转换为深度域的地震数据，与测井数据联合反演，得到深度域的波阻抗数据体。储层的波阻抗值介于一定振幅之间，以此区间作为某储层的波阻抗的最小值，再对全区进行追踪，得到储层的顶板数据，二者之差即为该储层的初始厚度值。利用克拉克法预测的结果与实际钻井结果进行匹配，可得到采区该储层的厚度。另外，利用地震、测井数据采用稀疏脉冲反演的方法可反演出储层和顶板岩性的精细构造。储层厚度和结构的精细反演为圈定煤层气富集区提供了地质基础。

（2）煤层气地震勘探的 AVO 技术　AVO（amplitude versus offset）技术始于 20 世纪 60 年代后期的地震勘探亮点油气检测技术。在地震勘探中，作为烃类、岩性和裂隙的重要检测手段，AVO 技术在石油与天然气研究领域内被广泛应用并有成熟的理论基础；AVO 技术是以弹性波理论为基础，利用叠前 CDP 道集对地震反射振幅随炮检距（或入射角）的变化特征进行研究、分析振幅随炮检距的变化规律，得到反射系数与炮检距之间的关系，并对地下反射界面上覆、下伏介质的岩性特征和物性参数做出分析，达到利用地震反射振幅信息检测油气的目的。

在 Shuey 工作的基础上，许多地球物理学家对 AVO 方法的发展做出了重要贡献，促进了 AVO 技术发展成为油气勘探与开发领域的关键的技术。在煤田勘探领域，科罗拉多矿院的 Thomas Davis 教授率先将 3D 的 AVO 技术用于预测煤层气田的煤层裂缝；中国矿业大学的彭苏萍等利用 AVO 技术预测煤层气局部富集，也取得了很好的进展。从国内外的油气勘探的理论和实践来看，利用振幅随炮检距变化的 AVO 技术（包括多分量 AVO 技术），能够有效获取油气储层的孔隙大小、地层压力、裂缝密度与分布、流体、气体充填量等重要的储集层参数信息。这也是最近几年 AVO 技术所取得的最大的进步。但作为一门不断发展的技术，AVO 技术本身也存在局限性，如：建立在测井资料分析基础上的弹性参数与储层物性、线性统计关系的相关系数都不高，难以得到可靠的岩石物理结果，地震处理中真振幅难以保持。但 AVO 技术作为油气勘探中最为有效的储层参数反演技术和发展最快的技术之一，为煤层厚度和煤层气富集部位预测提供了一种间接的探测手段。

（3）煤层气地震勘探的三维三分量地震探测技术　三维三分量地震探测技术源于理论研究和实践观测，与常规三维地震勘探的区别是：在原来的纵波技术的基础上，还利用了地震波横波技术，其理论基础是介质的弹性各向异性，即地层的弹性性质是有方向性的，垂向的各向异性对应于地层的层状构造，水平向的各向异性对应于地层的微观断裂构造，如裂隙等。

三维三分量地震勘探提供的时间、速度、振幅、波阻抗等信息同单一纵波勘探相比，会有大幅增加，并能衍生出差值、比值、几何平均值、弹性系数等参数。利用这些参数能有效估算出地层岩性、孔隙度、裂隙、含气性等。而三维三分量地震勘探提供的纵横波速度比、传播时间比、振幅比、泊松比等可用来研究岩石孔隙度的变化、孔隙流体性质、裂隙发育区、岩性变化等参数。这些参数的预测对含气储层的研究具有直接的物理意义。

（4）煤层气地震勘探的地震属性技术　地震属性分析技术是对地震属性信息提取、存储、检验、分析、确认、评估以及将地震属性转换为储层特征的一整套方法与技术。地震属性的类型很多，在实际应用中要根据需解决的地质问题选择相应的地震属性，煤层气地震勘探是地震属性的提取、分析，利用地震属性区分构造、岩性并进行目的层预测的过程。煤层气储层作为一种典型的双相介质，波在其中传播时，储层中的固体颗粒与空隙中流体（气体）的相互作用产生了慢纵波，慢纵波的存在使得双相介质中波的能量分配发生了变化，使其能量向低频方向移动，即地震波场的动力学特征发生了变化。煤层气储层地震波场动力学特征的变化为预测煤层气富集带提供了理论基础。崔若非等利用数值模拟方法对该理论进行了验证。

2. 资源评价技术

煤层气评价内容包括储层地质学特征评价、储集层物性特征评价、资源储量

评价及煤层气可采性综合评价技术等。煤层气资源量计算方法主要有类比法、体积法、压降曲线法、物质平衡法、数值模拟法和产量递减法等。煤层气储层评价参数包括含煤性、含气性、渗透性、储层压力、含气饱和度、原地应力、储层温度、煤层产状8个方面。国外从20世纪90年代开始采用定量的综合评价方法，国内主要采用定性和半定量方法。定性方法即地质因素分析法，采用这种方法主要是考虑煤层气储层地质现象在许多情况下无法用具体的参数来精确描述，但煤层气产能与常规天然气储层产能差异较大，因此要对评价结果进行修正。半定量方法是将定性的资料通过一定的方式转化成数据显示，即将对储层的定性描述通过打分法等转成定量显示，将技术指标值转换成经济和管理指标值的一种方法。

煤层气的勘探选区评价方法是在地质情况和评价目的选取评价参数基础上，确定各指标权重，并应用相应的数据处理方法对参数进行处理，通过加权平均对前面划分出的各区带进行综合评价排序，从而优选出适宜勘探的选区。

3. 煤层气直井钻井技术

煤层气钻井方式中，直井技术（包括丛式井）最为成熟，工艺简单，钻进风险小，费用较低，操作简单，对煤层地质特点也没有太大的使用限制，应用范围广，是煤层气开发活动中普遍采用的方式。无论是在前期的开发评价中，还是在后期的增产改造和规模开发中，直井（包括丛式井）作为煤层气开发的主要手段之一，其作用依然不可替代。以中国石油为例，截至2013年1月，已累计钻探煤层气井4 603口，其中直井（包括丛式井）4 413口，占总钻井数量的比例达95.8%。

北美是世界上最早进行煤层气开发的地区，尤其以美国最为突出。在美国的众多煤层气开发区块中，黑勇士、圣胡安、粉河、拉顿、尤因和皮申斯、深林城市等盆地主要采用直井的开发方式。而在加拿大，煤层气的直井开发主要应用在西部沉积盆地。澳大利亚是除北美之外，煤层气工业发展最发达的国家。澳大利亚大约拥有30个产煤盆地，煤层气资源主要集中在澳大利亚东海岸的昆士兰和新南威尔士地区。在昆士兰地区鲍恩盆地早期的煤层气开发中，主要采用直井的开发方式，目前已被水平井所取代。同时，直井开发方式也在昆士兰地区的苏拉特盆地广泛应用。在我国，直井方式开发煤层气主要应用在沁水、鄂尔多斯、宁武、准噶尔、阜新、霍林河等盆地。

目前，国外根据不同的完井需求采用过的直井类型有4种：

（1）裸眼完井　适合于煤层深度浅、厚度大及渗透率较高的煤层气区块，用于美国汾河盆地进行煤层气开采。

（2）套管完井　适合进行水力压裂增产，压裂处理采用单煤层压裂或多煤层压裂，如美国西部煤层盆地的多数煤层气井。

（3）洞穴直井　适合于煤层厚、渗透率高及储层压力高的煤层气区块，美

国圣胡安盆地常采用洞穴完井的方式进行煤层气开采。

（4）套管射孔完井　适合于煤层厚度巨大，埋藏深度浅，渗透率高，含气量低的煤层气区块，澳大利亚苏拉特盆地早期煤层气采用直井开采，激励增产措施采用裸眼完井或套管射孔完井。目前，无需压裂的低成本直井筛管完井在该盆地广泛应用，该类直井通常采用车载钻机进行钻探。

根据国外煤层气开发的实际经验和遇到的实际情况，结合生产套管尺寸和井身结构设计原则，我国煤层气直井的井身结构如图 2－13 所示，我国煤层气直井钻井的另一个重要特点是：要求在每口井的最低开采煤层段以下打一个大的“井底口袋”，深度一般在 30～60m 之间，用于安置人工举升设备，加速排水，降低井底压力至煤层吸附气解析产出的临界点。此外，井底口袋也便于聚集回流到井筒中的煤粉等碎屑物质。

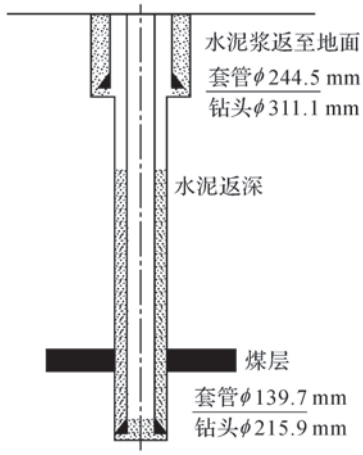

图 2－13　我国煤层气直井井身结构

4. 煤层气丛式井钻井技术

丛式井又称密集井、成组井，是在一个位置限定的井场上向不同方位钻数口至数十口定向井，使每口井沿各自的设计井身轴线分别钻达目的层位，各井井底伸向不同的方位。丛式井占地少，可节省大量投资并便于集中管理，通常用于海上平台或城市、良田、沼泽等地区。由于丛式井是集中开发储层且井网密度较大，所以适用于压力中等或较低、分布连续、地层稳定、渗透率中等或较差、厚度小等物性较差的储层。

国内结合新疆大倾角煤层的特点，将丛式井变形为新的煤层气开采方式——扇状丛式井。具体的说，就是在一个井位场地，以一个直井为主井，在其周围以斜井方式呈扇状向煤层浅部辐射钻井，斜井结构采用上直下斜的形式，斜井下部尽可能在煤层中顺层钻进，形成一个由小型的直井、斜井组成的井网，只是井间

距更小。

煤层气丛式井开发具有以下优点：①减少大量的钻前费用和搬家费，钻井和压裂作业比较方便。②节约土地资源，有利于保护环境，大幅降低征地费用。③多口井进行压裂及排采的统一维护，减少管理成本及地面重复建设费。

煤层气丛式井组的缺点：①钻井周期比直井长，一定程度增加了井眼轨迹的控制难度。②需要的设备和技术条件较高。③推迟了煤层气开采作业，需要在整个丛式井组完钻后方可进行相应的开采作业。

通常，丛式井的布局需考虑钻井技术水平、钻井费用、井场区域地貌、防碰绕障等因素，受地貌条件限制时每个井场布井数不少于3口，通常的井数为4～9口，井口间距一般为4～6m，不得小于3m。造斜方向要考虑井网部署、靶心偏移距一般150～170m，在目的层形成约300m×300m井网。为了保证泵的正常工作，要求最大井斜角一般不超过25°。

丛式井的钻机选型、井身结构、钻井液体系和固井方案与直井基本相同，仅钻具组合略有差别。煤层气丛式井常用的钻具组合有两类，第一类为稳定器造斜组合，第二种为导向马达钻具组合。第一种钻具组合成本低，工具配置简单，适合于轨迹控制要求不高的煤层气井。第二种钻具组合采用了连续钻井导向技术，加强了井眼井斜、方位的控制能力，同时也避免了测单点作业，提高了钻井速度和井身质量。

5. 煤层气多分支水平井钻井技术

煤层气多分支水平井（CBM multi－lateral well）又称羽状水平井，是煤层气工业发展过程中将油气井水平井技术与煤层地质特征相结合发展起来的一种新的煤层气开采技术。基于煤层气井“排水－降压－采气”的产出特点，该技术需要首先钻一个洞穴直井作为采气井，并在煤层部位造洞穴，然后在距该井170～210m处钻水平分支井，主水平井眼与直井在洞穴处连通，连通之后再从主井眼两侧不同位置水平侧钻分支井。为了降低成本和满足不同需要，有时在一个井场朝对称的3或4个方向各分布一组水平井眼，有时还利用上下两套分支同时开采两层煤层。因其形状像一个复杂的网一样，其向远延伸的分支井就像羽毛或干草叉一样连接着水平井，所以在煤层气行业中又形象的称其为煤层气羽状水平井。多分支水平井适用于煤层厚度和深度适中、渗透率低、煤岩机械强度高、含气量和饱和度高的煤储层。此外，对于存在大量薄煤层的情况，多分支水平井也是理想的选择。

煤层气多分支水平井钻井技术始于20世纪90年代中后期，它是由美国CDX Gas LLC公司针对低渗煤层气资源的有效开发而发明的。CDX公司首次用此项技术为美国钢铁公司在西弗吉尼亚州的煤层气开发项目施工了近百口多分支水平井，取得了显著成效，以其单井产量高而备受关注。这种多分支水平井单井日产

煤层气 34 000 ~ 56 600m^3，比常规压裂井提高 10 倍。运用该技术抽排 3 ~ 5 年，可采出控制区 70% 以上的煤层气资源。煤层气多分支水平井技术集钻井、完井和增产措施于一体，已被美国环保局和天然气产业部指定为开发煤层气的推广技术。

（1）多分支水平井开发煤层气的主要优点

1）克服了直井井筒“点”的局限性。常规煤层气直井开发技术主要以井筒所在“点”为考察对象，以有限的井筒影响范围为假想目标来设计钻井和完井程序以及储层激励措施。而实际上煤层气的产出更需要以“面”为单位，综合考虑煤层内微裂隙的分布规律、储层的地应力和流体渗流动力场的互相影响。与直井相比，多分支水平井并未改变油气渗流的机理，但是它却引起了储层流体流入流出条件的变化，因此，二者的流场是不同的：一般直井的近井流场是圆柱面，而分支水平井水平段的流场是长椭球体。

2）单井产量高，采收率高。由于多分支水平井完井层段长，井筒裸露面积大，可以穿越煤层天然裂缝系统，在煤层形成相互连通的网络，最大限度地沟通煤层裂隙和割理系统，大大降低了煤层裂隙内流体的流动阻力，提升煤层排水降压速度和煤层气解吸运移速度，进而增加煤层气产量，提高采出程度，缩短采气时间，极大地提高煤层气开发经济效益。根据现场生产数据，多分支水平井相比垂直井压裂增产，产量增加可达 6 ~ 20 倍。在西弗吉尼亚地区石炭系 4$^{\#}$（厚度 1.22m，含气量 8.5m^3/t，渗透率 3 ~ 4mD）和 6$^{\#}$（厚度 2m，含气量 12.7 ~ 15.6m^3/t，R_0 = 1.5%，平均厚度 1.5m）的煤层中，单井产量可达到 2.8 万 ~ 5.6 万 m^3/d，比常规压裂井提高 10 倍，3 ~ 5 年即可采出 85% 以上。

3）井场小，抽排面积大，综合成本低，经济效益好，环境破坏小。一个小井场分布 2 ~ 4 口多分支水平井，进行 360°方向整体抽排，抽排面积可达 4 ~ 5km^2，若用直井压裂开采，相同面积则需要 16 口井。相比直井分布，多分支水平井可以节省井场占地、钻机搬迁安装、下套管、废弃钻井液和岩屑处理等费用，同时还可以降低地面采气和集输设备等费用，投产 9 ~ 10 个月可收回钻井成本。减少了地面建设和占用的土地，在一定程度上也降低了对周围环境的破坏。

4）有利于采煤作业。多分支水平井水平段不下套管，便于后期的采煤，是先采气后采煤的最佳配套技术，并保障原煤的安全开采。

（2）国内外多分支水平井技术应用

1）Steel Mining Pinnacle 矿藏。多分支水平井技术首次应用在美国弗吉尼亚州西南部的 Steel Mining Pinnacle 矿藏（简称 USM）。以前 USM 煤层气藏主要采用地下钻孔技术对煤层气进行抽排。由于地下巷道的障碍，使连续采气很难保证，而且在开采过程中每隔 22.86m（75ft）就要有一口采气井眼。尽管煤层气可以完全被采出，但是费用比较高。

采用多分支水平井技术，仅从 USM 矿藏就开采了超过 5.6 亿 m^3 的煤层气。

2）阿巴拉契亚盆地。阿巴拉契亚盆地具有很久的煤和煤层气开采经历，但是该盆地的开采潜力依旧很大。美国地质勘察部门预测该地区还有 2.1 万亿 m^3 的煤层气藏。国际煤矿公司（ICG）是该盆地煤炭资源的主要开发公司，CDX 已与该公司合作进行煤层气的开发。

相对而言，阿巴拉契亚盆地煤储层比较浅，只有 200～300m。如利用传统煤层气直井进行开采一般需要 20 年，而利用多分支水平井只需 7～10 年就能完成煤层气的排采。由于煤矿开采者不希望直井压裂时给煤层带入砂子或其他化学物质污染产层，因此，开采该地区煤层气的最经济方式就是利用多分支水平井技术。利用该技术，每口井的采气量是常规井的 10～20 倍，不仅加快了煤层气的开采速度，而且增加了煤矿开采者的安全性。

3）Hillman 煤层气区块。美国西北部弗吉尼亚州的 Hillman 地区一口传统的直井初始日产气量为 700m^3，而 CDX 采用多分支水平井方式在该地区部署了 21 口井，日产气量则达到 60 万 m^3。如果采用传统的钻井方法和井距的布置，要想达到相同的采气量需要钻几百口直井。同时，压差的存在也是该地区不采用压裂增产方式的一个重要原因。如果在煤矿中存在压差，那么裂隙就会沿着压差的方向延伸而偏离富集气体的方向，不仅增加了钻井作业成本，而且对压裂后的产气量也会产生影响。

4）阿尔科马盆地。阿尔科马盆地主要的煤层分布在哈茨霍恩、麦卡莱斯特、萨王纳和博吉地层段。哈茨霍恩是阿尔科马盆地煤层气的主要产层，煤层深度为 180～700m，煤层净厚度为 0.9～1.95m，渗透率为 1～30mD，含气量为 2.07～16.14m^3/t。

针对阿尔科马盆地薄煤层的地质特点，该地区成功应用了多分支水平井钻井、水平段下筛管的完井方法，这些多分支水平井的采气率在 50%～80% 之间。多分支水平井技术已经成为该盆地开采薄煤层煤层气最适用的方法。

5）沁水盆地樊庄区块。沁水盆地位于山西省中南部，煤层气地质资源量为 3.97 万亿 m^3，其中樊庄区块煤层气资源量为 1 043 亿 m^3。樊庄区块煤层埋深适中，一般为 300～1 000m；含气量 20.42～21.18m^3/t；煤层渗透率为 0.02～2.00mD，平均为 0.49mD；煤层开采总厚度 8.82m。

截至 2011 年年初，樊庄区块共投产多分支水平井 57 口，开井 52 口，产气 42 口，单井平均日产气量 7 600m^3。其中日产气量大于 10 000m^3 的井 10 口，日产气量 5 000～10 000m^3 的井 9 口，其余的井日产气量小于 5 000m^3 或不产气。樊庄区块开采特征显示：多分支水平井单井日产气量和累计产气量是统一区块压裂直井的 10 倍以上。樊庄区块直井单井日产气量为 500～900m^3，单井累计采气 0.6 万～765 万 m^3；多分支水平井单井日产气 500～6 300m^3，目前，单井累计采

气最高达 3 633 万 m^3 以上。

6. 煤层气欠平衡钻井技术

煤储层的基块渗透率极低，渗流能力主要取决于天然裂缝。在煤层气的开采中，煤层气要经过解析、扩散和渗流等复杂过程。作业过程中任何对煤割理和裂隙的损害，都将影响煤层气的解析速率、扩散速度和渗透速率，从而影响煤层气的开采效果。为了防止煤层气储层受到伤害，常采用低压钻井工艺。与常规钻井方法相比，低压钻井工艺的液柱压力能使煤层处于受低压的解放状态，从而能有效地降低压差，减少钻井液中有害物质侵入煤层的机会，有利于保护煤层气储层。常用的低压钻井工艺技术有欠平衡钻井技术、微过平衡钻井技术。

欠平衡钻井技术是指钻井过程中钻井液液柱压力低于地层孔隙压力，允许地层流体流入井眼、循环出井并在地面得到有效控制的一种钻井方式。早期的欠平衡钻井技术所采用的循环介质主要是空气，后来相继采用氮气、雾、天然气、泡沫等轻质低密度钻井液。随着能承受高压的旋转防喷器的出现，欠平衡钻井技术又实现了用液体钻井液（如清水）对高压地层进行钻井，如边喷边钻、钻井液帽钻井、不压井钻井、微过平衡钻井等。加拿大、澳大利亚、美国等国家已拥有完善的配套设备和工艺技术，我国也已初步利用欠平衡钻井技术进行煤层气开发。

国外煤层气欠平衡钻井技术的应用起步较早。20 世纪 80 年代，美国率先利用空气循环进行欠平衡钻井，目前，黑勇士盆地和粉河盆地 90% 的煤层气开发井是采用气体、雾化或泡沫钻井，均获得很好的经济效益。已开发出煤层气专用的欠平衡钻井设备和井下工具，降低了煤层气欠平衡钻井的成本，提高了开发效益。

国内煤层气欠平衡钻井技术刚刚起步，仅仅进行了充气泥浆欠平衡钻井，雾化、泡沫、空气等欠平衡钻井技术正在进行现场试验，煤层气专用的欠平衡钻井设备和井下工具还不配套。

欠平衡钻井工艺特点见表 2－5。

表 2－5　欠平衡钻井工艺特点

欠平衡钻井方式	循环介质密度/(g/cm^3)	优　点	缺　点
液相（水包油/油基）	0.86～1.0	不需要特殊设备； 环空为纯液相流，井口压力控制工艺简单	密度降低范围有限，部分低压地层无法实现欠平衡； 钻井液与煤层配伍性有待进一步研究； 基液成本高

（续）

欠平衡钻井方式		循环介质密度/(g/cm³)	优　点	缺　点
充气	立管	0.7～0.9	当量密度可控性强； 对付地层出水； 对于煤层气钻井而言，流体可选择与地层配伍好的地层水	多相流控制困难； 井筒稳定（物理和化学作用）； 定向井中需使用 E 毫米 WD 等特殊无线随钻工具进行信号传输
	环空	0.7～0.9	连续钻进和循环； 允许高压作业； 欠平衡完井； 可使用各种钻井液； 可使用 MWD 传输信号	需特殊工具和装备，设备施工昂贵； 井身结构变化，影响施工； 采用洞穴井注气时需应用两井连通技术，成本高
泡沫		0.04～0.6	最佳携岩能力； 可对付井下出水； 低返速减小冲蚀，有利于井壁稳定； 调整井底压力	化学剂成本高； 地层水敏； 回收或重复使用成本高
雾化		0.02～0.04	对付渗水（潮湿）地层润滑性好，消除泥环	地层水敏； 腐蚀； 注气量大，需附加气量，附加设备
空气/氮气/天然气/柴油机尾气		0～0.02	钻速最快且单只钻头； 进尺高； 无地层损害； 岩屑不污染； 空气锤钻井不易斜； 无井漏； 产量高	遇气层时的井下爆炸可能性； 遇煤层时的井下着火可能性； 不能遇水，有携屑与卡钻问题； 井壁支撑最低； 钻具腐蚀

（1）充气欠平衡钻井技术　充气欠平衡钻井技术采用向钻井液内充气的方法，使工作液当量密度低于储层压力梯度。充气欠平衡钻井技术消除了过平衡正压差造成的对煤层的伤害，对地层出水不敏感，可适用于大量出水的地层或煤层，且井底压力可调范围较大，可通过合理调节井底压力，使井底压力大于地层坍塌压力，有效防止井壁垮塌。

针对煤层气多分支水平井独特井身结构特点，美国 CDX 公司进行了“注空

气＋清水泥浆”钻井模式，有效保护了煤层气藏。充气钻井液是将气体注入钻井液内形成以气体为离散相、液体为连续相的充气钻井液体系。它主要适合于地层压力系数为0.7～1.0之间的储层，而且不受地层大量出水的影响。其保护储层的机理是通过向泥浆中充气以减少其当量密度，从而降低液柱对井底的压力，最后达到在井底形成负压差以实现欠平衡钻井。

在煤层气多分支水平井实施充气欠平衡过程中，若施工参数选择不当，轻则发生垮塌卡钻，贵重仪器落井，造成经济损失；重则储层伤害严重，完钻井寿命短，影响单井产量甚至造成单井报废。

因此，进行充气欠平衡作业有必要对施工中潜在的安全风险进行分析，选择合适的井底压力，使钻进过程中井底压力在地层坍塌压力与地层垮塌压力之间，将损失降至最低。若设计的井底欠压值过大，虽然可起到较好的储层保护效果，但由于井底压力较低，且煤层易垮塌，钻进中极易发生井壁垮塌事故，造成钻具及定向工具被埋，影响周期；若设计欠压值过小，施工中出现压力波动或其他事故，极易造成井底出现过平衡状态。

充气欠平衡钻井技术按照气体注入方式不同主要可分为钻杆注入和环空注入方式。环空注入又有寄生管注入法、同心管注入法、连续油管注入法三种。另外，在煤层气钻井工艺中，还有一种在洞穴直井注气的方式。

1）钻杆注入方式。钻井液和压缩气体一起从立管注入到钻具内部，充气钻井液通过环空从井口返出后通过节流管汇、液气分离器，将钻井液回收，气体通过自动点火装置点燃或直接排出。

2）寄生管充气方式。将一根下端接有注气短节的充气管线（油管）下在套管外面，并在固井时将其封固在环空中。钻进时液相由钻柱注入，气相由寄生管注入，气液两相在环空混合，以达到欠平衡钻井条件。

3）同心管注气方式。即下完中间套管固井后，再下入同心管柱，气相从同心管柱与中间套管环空充入，而液相由钻柱注入，液相在上返过程中与来自同心管与中间套管环空的气相混合，以达到欠平衡钻井条件。

4）连续油管注入法。通过连续油管将气体注入到井下，使之穿过钻头从连续油管与井壁之间的环空返出。

5）煤层气洞穴直井注气方式。根据地层特点，国外一些技术公司在水平段或分支井段进行钻进时，由洞穴直井注气，气体在洞穴处与上返钻井液混合，达到欠平衡钻井条件。完井后主井眼打水泥塞封闭，洞穴直井作为采排井进行采气。

煤层气洞穴直井注气方法又分为洞穴井井筒注气法和油管注气法。洞穴井井筒注气法是在煤层气多分支水平井与直井连通以后，通过直井注气，降低水平井环空内液柱压力，从而实现水平井在煤层中的欠平衡钻进，减少对煤储层的污

染，达到保护煤储层的目的。该方法工艺简单，成本低，适用于浅层煤层气的开发。但是对于深层煤层气的开发，由于洞穴井井筒体积较大，小的注气量难以形成稳定的气液两相流，最后导致欠平衡工艺效果很差，所以垂深超过 500m 的井很少使用。

油管注气法是一种实用的注气方法，洞穴井完钻后下入注气油管和井下封隔器，然后压缩气体通过油管进入到水平井的环空，这种注气方式适合在煤储层较深的洞穴井中使用。即使在近平衡注气的情况下（注气量很小），由于注气油管直径较小，压缩空气能在短时间内进入水平井环空，从而改善了气液两相流的均匀性，使欠平衡工艺更容易控制。另外，油管注气法容易实现欠压值很小时的欠平衡作业，这对于煤层井壁的稳定性具有相当大的益处，从而实现了既保护煤层又安全钻进的目的。

该充气方式可完成充气欠平衡钻井，与其他环空注气方式相比，降低了成本和施工工艺的复杂程度；与钻杆注气相比而言，又降低了环空两相流脱气严重的问题。但该充气方式多出了两井连通工艺，成本高，且两井连通处易垮塌。

（2）微泡沫钻井液技术　目前，世界上很多国家的煤层气开发，低压、易漏、强水敏地层和储层能量较低的衰竭油气藏的钻进，以及天然气气藏的钻探多采用欠平衡压力钻井，泡沫钻井液是应用最广的低密度钻井液。泡沫欠平衡钻井技术采用稳定或硬胶泡沫作为钻井液，其地面当量密度可低到 0.03 ~ 0.6g/cm^3。

美国 ActiSystems 公司研制了“Aphrons”微泡钻井液。它是一种钻进易漏地层时控制漏失的特殊钻井液，由特定的表面活性剂和聚合物组成，即非聚集、可循环使用的均匀刚性气核体系，微泡包裹在一种独特的增粘体系中。该体系的特征主要是它不需要像空气或泡沫钻井中那样需使用额外设备，也不需要增加成本和涉及安全的压缩机、高压水龙带以及连接装置，使用常规的钻井液混合设备就可获得抗压性能好、可变形的微泡。不仅可以实现钻井液密度的还原，还能阻止或延缓钻井液进入地层，建立起一个真正的非侵入的、近平衡的环境，是开发煤层气钻探定向井和多分支井较为理想的钻井液。

20 世纪 80 年代初，国内首先由新疆油田率先开展了一定规模的泡沫钻井液技术的应用研究。由于其具有静液柱压力低、滤失量小、携砂性能好、摩阻损失小、助排能力强、对油层损害小等良好特性，因而已逐渐引起人们的重视。目前，国内在煤层气的开发中由中国石油集团钻井工程技术研究院率先研究开发了微泡沫钻井液，并在现场试验中取得了较好的效果。

（3）暂堵型新型泥浆体系　在加拿大阿尔伯塔盆地作业的 Encaca 公司发明了一种大分子聚合物钻井液体系，并在 Mannville 地区成功应用于 30 口以上的水平井。新型钻井液的成功在于其利用煤的超强表面化学电荷流体，在煤层裂缝、面割理和构造裂缝上形成一连串致密的超低渗透表面桥或垫子，以实现煤储层保

护和井壁稳定的目的。

新开发的钻井液有两套体系，一套钻井液体系包括天然聚合物、膨润土和其他专利产品等，适合于套管完井类型的煤层气井。另一套钻井液体系是由天然聚合物和一种自主开发的外加剂组成，适合于裸眼完井的煤层气井，完井时需要通过破胶剂（BREAKER）破坏。在钻进裂缝性煤层的过程中，流体中的聚合物黏附在裂缝的终端创造“桥头”，然后与流体中的其他产品结合，穿过裂缝形成表面桥，也称为“纽扣”。当这些垫层仅仅是用纤维材料制成时，这些垫层是多层纤维垫层。通过在裂缝上产生这些低渗桥，钻井液维持了井壁上的正压力，提高了井眼稳定性并减轻了地层伤害。

7. 煤层气 U 形井钻井技术

（1）U 形井技术简介　U 形井也称 U 形水平连通井，是指根据煤层的特性，利用水平定向技术在煤层中钻出一长水平井眼作为泄气通道（工程井），同时为了满足排水降压采气的需要，在距水平井口数百米或数千米左右处钻一口直井（生产井）并在煤层段造洞穴，水平井与直井在煤层洞穴处连通，形成连通水平井用于排水降压采气，由于其形如“U”字，故简称其为 U 形井。U 形水平连通井是一种集钻井、完井与增产措施于一体的新的钻井技术。

澳大利亚是目前世界上应用该技术最早和最成熟的国家，已完成超过 350 口煤层气开发井。目前，国内在保德、柳林、韩城、沁水等地已钻 U 形井数十口井，其适用性正在摸索中。

（2）U 形井技术优势及缺点

1）技术优势。U 形水平连通井基于实现广域面的效应，最大限度穿越煤层割理裂隙系统，沟通煤层裂隙通道，扩大煤层降压范围，降低煤层排水时的摩阻，大幅度提高单井产量和采收率，从而达到产能和效益的最大化。

与传统单一直井采气相比，U 形水平连通井在煤层气开采中有以下优势：

①高生产率：虽然其钻井成本和持续时间是普通直井的 1.5 ~ 2.5 倍，但从建井的最终收益来看，U 形井的经济效益要比单一直井大，初期产量可高出数倍甚至 10 倍以上。

②高回报：U 形井内部回报率高，一般超过 10%。

③绿色环保：开发井数少，并可多煤层分层布井，占地面积小，污染小。

与多分支水平井相比，U 形井在煤层气开采中有以下优势：

①更经济：U 形井技术比多分支水平井技术钻进速度高，缩短了工时，大大降低了单井成本。

②更安全：由于多分支水平井需分支侧钻，技术含量高，井下钻进风险大，施工事故多；U 形井施工时则无需分支侧钻，井下风险小。在排采期，U 形井整个水平段能够进行塑料筛管完井，有效防止井壁坍塌；而多分支水平井只能在主

支进行塑料筛管完井，分支完井还存在一定难度，不能完全有效防止井壁坍塌。

2）U形水平连通井的主要限制。煤层气U形水平连通井集成了水平定向钻井、井壁稳定及控制、欠平衡钻井、两井连通和地质导向等技术，是一项技术性强、施工难度高的系统工程。该技术在区域适应性及方案设计、设备选型等方面都有严格的要求，受煤储层的岩石力学性质、顶底板的不稳定性和地应力等因素的影响和制约。

（3）国内外应用现状

1）国外U形井技术应用。U形井技术在澳大利亚的煤层气开发中得到了广泛的应用，并取得了良好的经济效益和社会效益。鲍恩盆地和苏拉特盆地的一些高渗煤层气富集区的U形水平井单井产量达到了7 000～50 000m^3/d。

澳大利亚在施工这种U形井时，首先在预抽工作面的合适位置施工一口直井（生产井），并在煤层段扩孔造洞穴，扩大到1.5～2.0m。生产直井施工结束后，沿工作面方向朝这口直井打中曲率半径（曲率半径200m左右）的定向井，进入煤层后沿煤层钻进，快接近工程直井时在煤层扩孔段放入电磁信号发射装置，安装在水平井定向钻具前端的导向系统接收其信号，测量水平段的钻进轨迹，并计算水平段的钻进轨迹和垂直井洞穴扩大段的相对位置和距离，指导水平段的定向钻进，确保水平段在煤层洞穴处和垂直井对接连通。

在澳大利亚，U形井技术可在煤层中水平钻进1 000～1 500m，然后与直井进行连通。此技术在澳大利亚煤层的适用条件为：煤层垂直深度小于500m，中渗区（渗透率大于5mD）到高渗区（渗透率大于100mD），煤层连续稳定，含气量高。正常情况下，一口井8～10天完工。

目前，ARROW公司在澳大利亚鲍恩盆地Moranbah区块实施了V形水平钻井技术。两水平井水平投影夹角根据泄流面积而定，两水平井口相距800m，单井产量达到70 791m^3/d；在Bowen盆地V形井中，每口水平井与洞穴井井口距设计为1 200m；两口水平井井口距设计为960m，夹角为50°；同一井场不同井组水平井井口与洞穴直井井口距设计为42m。在一定程度上减少煤层气开发所需要的地面设备和开采井数量，降低经营费用和成本费用。

为了防止完钻后的V型井在排采期间井壁发生垮塌，完井方式均采用塑料筛管完井。以类似连续管的形式，通过钻杆在煤层水平段下入外径为2in的塑料筛管，筛管的筛眼为长条形，宽度约为7mm，长度约为28mm。在排采期间，为了防止煤粉在井底大量沉淀和堆积，可利用下入的塑料筛管进行间断性的洗井作业，确保井底畅通的煤层气渗流通道。该技术大大提高了煤层井壁的支撑能力，并有效解决了粉煤灰堵泵事故的发生。另外，塑料筛管易拆除，便于今后的采煤，是先采气后采煤的最佳配套技术。

2）国内U形井技术应用。在我国煤层气开发中，主要的开采方式为直井和

多分支水平井，直到近几年，U 形井技术才逐渐有所应用。

2007 年，必和必拓公司对鄂尔多斯保德区块施工了 4 口 U 形井，单井煤层水平进尺 700～800m，间距 350m。2009 年 3 月，山西和顺县 U 形井组中的和 1 井与距其 750m 处的和平 1 井在太原组煤层 15#煤层中沿煤层钻进 508m 成功连通，总水平位移 754.5m。该 U 形井水平段完井方式为裸眼完井。2009 年 10 月，中国石油天然气集团公司韩城煤层气田 11 号探区 WL06－1H U 形远距离水平连通井，在陕西韩城顺利钻成，该工程水平井造斜点 314.79m，双井连通对接高差 850.71m，完井方式也是裸眼完井。2011 年 7 月，鄂尔多斯盆地彬长煤矿彬县区块的 DSFC－03 U 形井成功连通，两井间距 880m，完井方式为裸眼完井；2011 年 9 月，格瑞克公司沁水盆地柿庄区块的 GSS－5575－08 U 形井成功连通，两井间距 1 083m，煤层垂深 808～813m，完井方式为裸眼完井。DSFC－03 U 形井和 GSS－5575－08 U 形井连通过程中都是采用的中国石油集团钻井工程技术研究院自主研发的 DRMTS 连通技术和工具。

目前，国内在保德、柳林、韩城、沁水等地已钻 U 形井数十口，技术特点等正在积极探索。

保德区块 4 口 U 形井进行排采期间最高日产气量达到了 5 789m^3，鄂东盆地 JI2－1 井分段压裂后最高日产气量 4 990m^3，彬长、寺河等地单井日产气量达 0.56 万～2 万 m^3。

8. 固井技术

煤层气井固井直接关系到井的寿命和后续作业能否顺利进行，而且与常规天然气井不同的是，它直接影响到煤层气的产量。因此，固井是煤层气勘探开发过程中至关重要的环节之一。

煤层气井通常具有以下特点：①井浅（一般为 400～1 500m），替浆量少；煤层胶结强度低、松散，井壁易坍塌形成“大肚子”，对多煤层井段易成“糖葫芦”井眼，顶替效率低。②温度低，一般在 25～45℃（如晋城地区的“晋 1－1 井”，井底温度只有 26℃），影响水泥水化反应，导致水泥浆强度发展慢，在井下环空长时间处于液态，浆体不稳定。③煤层段孔隙压力梯度低，一般小于 1.0MPa/100m；破裂压力也低，且割理裂隙发育，固井时水泥浆易漏失，水泥浆低返。

我国经历了几十年的研究和现场试验，形成了一套煤层气固井的专用特色技术。固井首先考虑的是如何减少水泥浆对煤层的伤害问题，其关键是降低液柱压力和失水。从已完成的煤层气井固井工艺来看，其核心是“低压固井”，即针对不同煤层特性、不同井型和钻井方式采用高强度低密度水泥浆、分级固井、泡沫水泥浆固井及绕煤层固井等工艺技术来降低固井过程中对煤层的伤害，同时进行施工参数优化设计，确保固井质量、提高煤层的层间封隔能力。主要工艺技术有：

①高强度、低密度、低失水水泥浆。在水泥浆中加入固体降重剂（如粉煤灰、空心微珠等）以降低密度（可达 1.2～1.44g/cm^3），全井封固，且强度达到常规水泥浆的强度。

②泡沫水泥浆。在水泥浆中加入氮气，使其分散成稳定的均匀小气泡，可将水泥浆密度降到 0.8g/cm^3 左右，且失水少、强度满足要求。

③双级注水泥。其目的也是降低水泥浆液柱压力，减少对煤储层的伤害。

④绕煤层固井技术。在煤层部位的套管柱中加装套管外封隔器和特殊接头等绕煤层固井工具。注水泥时，水泥浆流到煤层底部时经绕煤层固井工具进入导流管，并从煤层顶部返回环空。绕煤层固井时，水泥浆不与煤层接触，避免了固井水泥浆对煤层的伤害。与常规套管固井相比，在绕煤层段套管与煤层间无水泥环，减少了射孔阻力，增进了射孔弹的穿透深度，有利于后期作业，且最大程度保护了近井地带的渗透率。

我国的煤层渗透率通常在（0.001～1.0）×10^{-3}μm^2 的范围，属于特低渗透；煤层孔隙压力 0.87～1.0MPa/100m，属低压。由于受煤层物性的限制，98% 的煤层气直井需要进行大型水力压裂，所以裸眼完井应用较少，套管射孔完井是主要的完井方法。目前采用的主要固井技术有：

①低密度水泥浆。低密度水泥浆主要有两种，一种是漂珠低密度水泥浆，另一种是粉煤灰低密度水泥浆。采用低密度水泥浆固井可以降低环空的液柱压力，防止固井过程中水泥浆漏失，也可以减轻对煤层的伤害。

②双级固井技术。井深约 1 000m 左右的煤层气井固井，有的井采用了双级固井技术，分级箍位于煤层的顶部。一级水泥凝固以后，再注二级水泥。

③塞流顶替技术。煤层气井套管下入浅，替浆量少，顶替时很难达到紊流顶替的排量，采用紊流顶替对设备和水泥浆性能要求也比较高。塞流顶替对工艺和设备的要求不高，对水泥浆性能的要求也不十分严格。塞流顶替技术在安徽淮南、河南安阳、山西柳林等地区的固井施工中证明是成功的。

9. 完井技术

钻开煤层后，甲烷气体从煤的内表面解吸、扩散，通过裂缝流到井筒内。如果煤层的孔隙和裂缝一旦受到损害，其损害程度比常规油气层严重，不仅使得气体的渗流通道受损，而且还会影响甲烷气体的解吸过程。为了满足各种不同储层物性煤层气经济有效开发的需要，现阶段主要采用直井和水平井两种开发模式。

在直井开发中，根据煤层顶底板岩层性质（岩性、渗透率、应力和稳定性等）和煤层特性（煤阶、煤层层数、有效厚度和分布、渗透率、含气量、压力、强度和稳定性）等地层条件试验了多种完井方法，主要有裸眼完井、筛管－裸眼完井、套管射孔完井、裸眼洞穴完井和井下扩孔完井 5 种完井方法，其中以套管射孔完井和裸眼洞穴完井为主。在生产过程中，除采用常规的压裂技术之外，还

可应用径向井技术对煤储层进行改造。在水平井开发中，针对不同的煤层强度和稳定性，煤层水平段完井主要采用裸眼完井和 PE 筛管完井两种完井方法。

（1）裸眼完井　裸眼完井是将套管下在生产段煤层顶部，然后钻开煤层，不进行压裂等增产措施，产气煤层保持裸眼或用砾石充填。裸眼完井是一种最基本、最简单、费用最低的完井方式，适合埋深较浅、渗透性能好的单目的层，煤储层稳定且不容易垮塌。

裸眼完井的主要优点是增加了煤层的裸露面积及裂隙与井筒沟通的通道，利于压力释放，节约了套管和水泥，减少了固井施工、射孔作业等施工环节并消除了它们所造成的储层伤害，完井费用最低。

裸眼完井的缺点是实施增产措施和分层开采困难，井底、井壁稳定性较差，强化作业时，容易出现井壁坍塌事故，特别是对于机械强度不高的煤层来说。裸眼完井易发生水侵，风险比套管完井大。

鉴于裸眼完井容易造成煤层坍塌，若用砾石充填保持井筒稳定，又容易被细煤粉堵塞，因此，开发出一种在裸眼井段下入筛管的方法以防止煤粉进入井筒，取得了良好的效果，但此种方式只是用于单厚煤层或距离相近的单一煤组，且渗透率较高时才能获得商业产量。

（2）套管完井　套管完井是采取常规直井钻井，煤层通常被钻穿并且在全井段中进行套管封固，然后进行射孔和压裂增产。套管完井是目前煤层气直井通用的完井方法，它的适用性很强，可应用于任何类型的煤层。套管尺寸须适应生产井气、水产量的需要，根据预测气、水产出量，选用抽水设备，再决定套管尺寸。

下套管完井工艺可以避免裸眼完井工艺所带来的问题，其主要优点是：①利于隔离煤层，可对不同的煤层实行单独的完井；②保持井筒稳定性，钻井时不会出现井壁不稳定问题，同时减少了修井作业和管理费用；③确保强化生产时对气井的控制；④解决了生产井段的出水问题，降低了煤粉的产量。其缺点是：①注水泥作业时，由煤压裂引起水泥侵入会造成煤层污染；②由于强化期间煤粉的磨蚀或由于生产过程中套管外围煤粉的运动，造成地层进入点（射孔或割缝）的堵塞；③增加了套管和固井费用；④需要射孔或割缝作业。

套管固井时主要考虑将各层有效隔开，在保证固井质量的前提下，尽量降低对煤层的伤害。为了减少水泥浆柱超过静水压力而对煤层造成的损害，人们已使用了大量方法，如将水泥伞座放在目的层上部、双级固井、低密度或超低密度水泥浆固井等。

根据生产煤层的个数，可以将套管完井分为单煤层完井和多煤层完井两种。单煤层完井存在以下一些缺点：①错失薄煤层，导致煤田大部分区域失去经济价值；②需要大量的煤层气井，增加政府投资和土地扰动。而多煤层完井的方法可以减少煤层气井数，获得更多的产气量。

多煤层完井技术是从黑勇士煤田中发展起来的，后来在拉顿和 Uinta 煤田也相继得到应用。这项技术提高了煤层气的最终产量，使得煤层气的经济价值得到有效提升，甚至可以在薄煤层中使用。多煤层完井可选择定点压裂和多点分级压裂进行增产，这主要取决于煤层之间的距离。一般在国外应用实践中，煤层间距大于 12m 时，采用多点分级压裂；煤层间距小于 12m 时，选择定点压裂。

套管 - 裸眼混合完井也是套管完井方式的一种。该方法依地层条件把裸眼完井、套管完井两种方式在同一口井中使用，一般用于多煤层，最深部煤层采用裸眼完井，上部煤层均采用套管完井。该完井方法适用于煤层间距差异非常大的多煤层煤层气开发，综合了裸眼完井与套管完井的特点，保证有一煤层不受水泥污染，且减少部分套管、水泥和射孔的费用。

（3）裸眼洞穴完井

1）技术简介。在煤层气直井开发中，为了获得有经济价值的产气量，一般都需要进行增产处理，以便使井眼与储层有效地连通。目前进行增产处理的方法主要有两种：一是水力压裂，二是裸眼洞穴完井。通过美国在科罗拉多和新墨西哥州的圣胡安盆地的应用情况来看，用动力裸眼洞穴完井的煤层气井的产量大大高于用水力压裂技术完井的产量，一些地区采用裸眼洞穴完井的平均产气量甚至超过 14 300m^3/d，说明这种增产处理方法在某些方面优于水力压裂，能够带来巨大的经济效益。

裸眼洞穴完井技术就是在裸眼完井后，人为的在裸眼段煤层部位多次注空气或泡沫憋压防喷使煤层崩落，形成一个稳定的大洞穴，可以消除钻井时发生的地层污染，同时在井眼周围形成大面积的含有大量张性裂缝的卸载区，扩大了煤层的裸露面积，提高井筒周围自然裂隙的渗透性，使井眼与地层之间实现有效连通而达到增产的目的。

由于高压高渗等特殊地质和储层条件，在一些井内，强烈的煤质流动可以形成自然洞穴。但是为了达到裸眼洞穴完井技术所要求的洞穴直径，仍需要通过人为方式促使煤质产生流动，以形成合适的洞穴。一般情况下是采用压力“激动”的方法：先关井，通过井口注入空气或氮气进行憋压，然后迅速卸压，这种周期性的压力变动会形成剧烈的井内压力“激动”，迅速的压力降会破坏煤层的原始应力状态分布，引起煤向井筒内崩落，重复使用这种压力“激动”法，直至洞穴稳定。崩落在井中的煤和大量地层水可以使用空气和（或）泡沫，以大排量循环清除出井筒。形成洞穴之后，在裸眼井段下入预先钻好孔的衬管，孔的密度视情况而定，一般为 12 孔/ft（1ft = 0.304 8m），这种方法维持了井眼的稳定。经验表明，整个洞穴完井作业操作的时间越短越好，因为作业时间越长，由页岩膨胀或剥落引起钻具卡钻的风险越大。

在生产过程中，通常有煤粉产出，这表明煤在继续不断地剥落，也说明洞穴

还在继续扩展。随着煤层气的开采，煤粉在井眼中不断积聚，制约了煤层气的产量，因此需要进行清除。清除煤粉的一次作业费很高（在美国估计大约为 55 000 美元），但清除后生产率会得到大大提高。清除作业的频率应根据每口井具体情况而定，一般情况下，每年平均需要进行一次清除作业。

2）裸眼造穴的优点。采用煤层气井裸眼造穴技术可以实现对煤层气的有效开采，其主要优点包括：

①在煤层部位造出一个稳定的煤层大洞穴形成煤层气储气腔，提高煤层气采收效率。

②通过洞穴的形成，能够消除可能已发生的煤层地层损害和在井眼周围形成很大面积含有大量张性裂缝的卸载区，提高井眼周围割理裂缝的渗透性，增大地层的导流能力，使井眼与地层之间实现有效连通从而达到增产。

③大直径并具有一定高度的洞穴可以为煤层气开采中产生的气液流体提供必要的气液分离空间，提高煤层气采收效率。

④大容量洞穴能够储存煤层气开采中产生的地层水，提高煤层气采收效率。

3）国内外应用现状。1993 年，美国的 G. B. C. Young 等人在圣胡安盆地煤层气井中采用了一种人工激励方法产生洞穴的完井工艺，使煤层气单井产量大幅度增加。随后，John D. McLennan 等人对裸眼洞穴完井增产的机理进行了研究，通过对洞穴周围渗透率变化进行模拟，结果显示渗透率的改变带从 0. 976m 延伸到 3. 97m，有利于提高产气量，这为洞穴完井奠定了理论基础。针对物性较好的煤层区，该完井技术将煤层气单井产量提高到下套管射孔压裂完井的 3 ~ 10 倍，开辟了美国煤层气产量的新纪元。

从 1994 年开始，对圣胡安盆地早期的套管井和压裂井用洞穴完井技术重新完井，获得了较高产量，减少不利的“瓶颈”因素，使圣胡安盆地煤层甲烷产量接近其最大潜能。同年，Matthew. J. Mavor 针对圣胡安盆地提出了利用“裸眼完井评价的试井分析”方法来确定最佳完井方式，使该地区曾经无价值的区块获得煤层气开发的经济产量。

美国黑勇士盆地的 S. Ute14 - 3 井采用直径 139. 7mm 的生产套管完井，射孔后压裂投产，5 年后达到产量高峰，第 6 年起产量下降，效益变差；随后侧钻直径 120. 7mm 井眼，采用裸眼洞穴重新完井，产气量与原井压裂相比提高了 3 倍，效益显著。

圣胡安盆地 1988 年以前采用套管射孔压裂，钻井数量稳步上升，但产量增长缓慢；1988 年以后采用洞穴完井，产量大幅度上升。

通过美国在科罗拉多和新墨西哥州的圣胡安盆地的应用情况来看，用动力裸眼洞穴完井的煤层气井的产量大大高于用水力压裂技术完井的产量，一些地区采用裸眼洞穴完井的平均产气量超过 14 300m^3/d，说明这种增产处理方法在某些方

面优于水力压裂，能够带来巨大的经济效益。从开发最成功的圣胡安盆地 4 000 多口煤层气井来看，三分之一为裸眼洞穴完井，这些裸眼洞穴完成的井煤层气产量是射孔完井后水力压裂的 3 ~ 10 倍，且成本低于大型水力压裂。到目前为止，裸眼洞穴完井累计产气量占整个盆地产量的 76% 。

1980—1991 年圣胡安盆地套管压裂完井与裸眼洞穴完井对比见图 2 - 14。

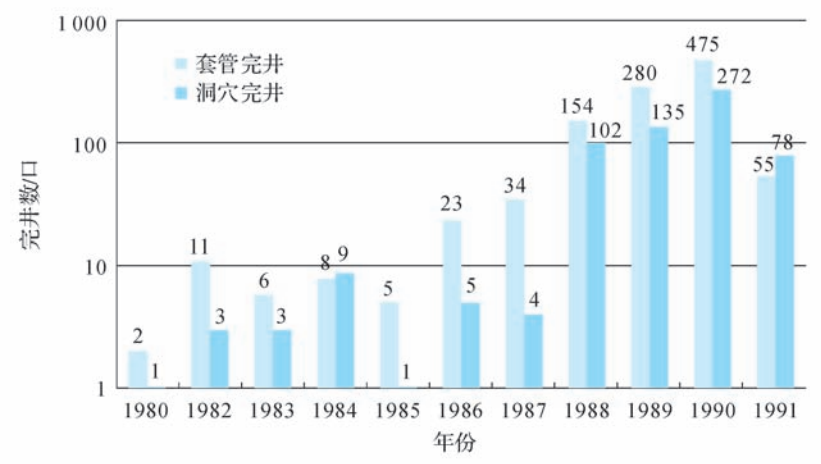

图 2 - 14　1980—1991 年圣胡安盆地套管压裂完井与裸眼洞穴完井对比

澳大利亚是世界上除美国之外煤层气开发力度最大的国家之一。在裸眼洞穴完井方面，澳大利亚进行了相关的实验研究，研究主要集中在预测各种煤层造穴趋势和空气注入/压力脉动机理。

我国已进行了多年的裸眼洞穴完井试验。“八五”期间煤炭系统采用简单的侧向喷嘴直接水力冲刺进行了开滦“唐五井”、焦作 13#井和江西“曲试 1 井”三口煤层气井的裸眼洞穴完井试验，造穴初期增产 2 倍以上。同时在沈北煤区对 DT1 井下煤组 12、13、14 煤层采用了水力冲割造穴试验。

“八五”期间煤层气裸眼洞穴完井统计见表 2 - 6。

表 2 - 6　“八五”期间煤层气裸眼洞穴完井统计

井　号	产气量/(m^3/d)		造洞穴方法
	造洞穴前	造洞穴后	
曲试 1 井	30	170	用侧向喷嘴，清水循环水力冲刺
唐五井	54.4	111	
焦作 13#井	10.67	435	

1994 年 10 月至 1995 年 12 月，中原油田钻井工程五公司 15506 队与美国安然公司（ENRON Oil & Gas Ltd.）合作在山西三交区块实施了三口煤层气井（SG - 3、

SG－4、SG－3X）的钻、完井施工，三口井均采用裸眼洞穴完井，洞穴直径大致为2～3m，但产期效果没有达到预期。

寿阳区块进行的煤层气空气造洞穴试验取得了较满意的效果，分别在FCC－HZ01－V井、FCC－HZ04－V井造洞穴后，产量稳步上升，三个月后，单井产量达到2 000m^3/d。

（4）裸眼扩孔完井。裸眼扩孔完井方法是裸眼完井方法的又一种改进，主要用在美国粉河盆地的浅煤层中对煤层气进行开采。

该方法首先钻井至煤层上方再下套管，然后钻过煤层并扩孔，以此消除钻井作业时对地层带来的渗透率的损害，进而提高煤层气的产量。由于煤层渗透率很高，增产过程并未使用支撑剂，仅使用了清水。裸眼扩孔完井在粉河盆地运用成功是因为：

①煤层的渗透率高。

②煤层很薄并且是连续的。

③煤层浅，钻井费用比较低。

④完井方法比较简单。

⑤增产方法使用简单且费用不高。

裸眼扩孔完井方法也有自身的缺点。由于没有使用支撑剂，易产出煤粉导致运移通道堵塞，使得煤层气的产量随着渗透率的下降而骤然下降。

与洞穴完井相比，裸眼扩孔完井之后的煤层孔径大小为0.25～0.35m，由于没有使用支撑剂，产出的煤粉易导致运移通道堵塞；而洞穴完井会使洞穴直径5倍左右范围内的地应力降低，扩大了煤层的裸露面积，提高了自然裂隙的渗透率，煤粉的运移和堵塞并不能降低渗透率，所以相对而言，洞穴完井能更好地提高单井产量。

但是对于极高渗透率煤层，裸眼扩孔完井的优势在于施工作业快，钻井费用低，完井方法也比较简单；而且扩孔作业的煤层比较精确，并不像洞穴作业时压力波动那样，有时会对两层甚至更多的煤层进行作业，有可能导致某一煤层洞穴作业无效。洞穴完井与裸眼扩孔完井对比见表2－7。

表2－7　洞穴完井与裸眼扩孔完井对比

对比参数	洞穴完井	裸眼扩孔完井
煤层渗透率	高，大于20mD	极高，大于100mD
煤层埋深与压力	不要太深，储层压力高	比较浅，储层压力不高
工艺措施	洞穴通过反复憋压、卸压而形成	通过下放扩孔器进行扩孔
作业经济性	作业时间长，一般7～10天，费用高	作业快，方式简单，费用低
煤层孔径大小	1～2m，3～4m不等	0.25～0.35m

（5）PE 筛管完井

1）技术简介。从提高采收率和经济效益方面考虑，水平井已成为煤层气开发的重要方式之一，与直井相比，水平井增大了泄气面积，提高了煤层气单井产量，大幅减少了气藏开发成本。在美国，多分支水平井是主要的水平井开发方式，由于美国煤岩强度高和煤层稳定性强，多分支水平井的水平段煤层大都进行裸眼完井。在澳大利亚，U 形井和 V 形井是主要的水平井开发方式，针对其煤层易垮塌、煤粉产出严重这一瓶颈技术问题，U 形井和 V 形井全部实施 PE 塑料筛管完井。

我国也已成功应用多分支水平井、U 形井进行煤层气开采，裸眼完井是主要的完井方式。但是由于我国大多为中高阶煤，煤岩机械力学强度低，在多年的开发实践中已明显暴露出在生产期容易发生煤层坍塌、煤粉产出而掩埋气、水通道，严重影响煤层气井单井产量的突出问题，大多数水平井达不到设计产能指标，综合经济效益不理想。将裸眼完井改为筛管完井是煤层气水平井完井的最佳选择之一，但采用常规油气井金属筛管完井进行煤层气开采，容易在采煤切割中形成火花，为煤炭的后期开采留下隐患，也不符合采煤采气一体化政策和地方相关法律规定。为了解决这诸多难题，目前水平井也逐渐采用 PE 筛管进行完井。

利用 PE 筛管对煤层水平段进行完井，在生产过程中发生煤层坍塌时照样形成对井壁的有效支撑，提供气、水有效通道；同时，可利用这个有效通道，间断清洗积淀在水平井眼中的煤粉、淤泥等，有效提高煤层气水平井的单井产量和生产寿命。采气结束后遗留在煤层中的塑料筛管并不影响后期的采煤安全，也是先采气后采煤的适宜配套技术。

2）技术原理。煤层气水平井 PE 筛管完井技术实质是在水平井井口安装连续注入机，在筛管前端安装引导和锚定装置，借用钻杆为通道，以类似连续管的形式将 PE 筛管下放到井底，最后起出钻杆，依靠锚定装置将筛管固定在煤层中。U 形水平井可以对完整水平段下入 PE 筛管进行完井，而多分支水平井则是依次在主支完钻后对主支末端、各分支完钻后对各分支下入 PE 筛管进行完井。前者施工周期短，工艺简单；后者频繁施工，周期较长。

3）国内外应用现状。澳大利亚是最早应用煤层气水平井 PE 筛管完井技术的国家。针对 Bowen 盆地煤层渗透率低、煤层易垮塌及产出煤粉等特点，Arrow 公司在 V 形井中应用 PE 筛管完井技术，不仅解决了制约 Bowen 盆地煤层气开发的瓶颈技术难题，而且有效地提高了单井产量。这种技术不同于美国现有的煤层气多分支水平井技术，是对煤层气开发技术的一个重大贡献。

Bowen 盆地 V 形水平井完井用 PE 筛管外径 50mm，筛眼为长条形，相位角 60°分布，筛眼宽度约为 7mm，长度约为 28mm，筛眼过流面积比为 2%。

国内已经在山西、内蒙古等地的煤层气区块中进行了多井次 PE 筛管完井技

术应用，完井用 PE 筛管尺寸有 2in、4in（1in = 25.4mm）两种规格，施工作业应用的 PE 筛管连续注入装置、引导和锚定装置部分从澳大利亚引进，部分采用了国内自主研发的装备。

10. 压裂技术

我国煤炭储量巨大，可采储量占据总储量比例较大，因此蕴含的煤层气开发前景巨大。目前我国煤层气开发普遍存在开发利用率低、钻井压裂技术落后等问题。煤层压裂改造作为一种重要的强化增产措施，在国内外煤层气开采过程中得到了广泛的应用，尤其在套管完井中。煤层压裂改造的实际意义在于通过实践压裂，可以十分有效地将井筒与煤层天然裂缝沟通，提高煤层至井筒的导流能力，扩大排水降压范围，从而有效提高煤层气产量和采收率。

水力压裂包括三个主要技术环节：一是在煤层中劈开裂缝；二是把劈开的裂缝通过支撑剂支撑；三是把井筒中的支撑剂顶替到煤层中。

自 20 世纪 80 年代美国成功进行煤层气压裂生产以来，在煤层气压裂工艺技术方面已经取得了许多重要进展，积累了不少经验，形成的压裂技术主要有 5 种：

（1）水力喷射煤层气压裂技术　水力喷射煤层气压裂技术是通过在下入煤层中套管射孔，射孔过程中高能流体在煤层不同方位形成网状孔隙或小井眼，打通气体在煤层中的流动通道，进而改善煤层产气能力。水力喷射技术是把传统的水力喷射技术、水力封隔技术、水力压裂技术综合在一起的新技术。

优点：压裂过程中，高能流体在孔道上部聚集压力产生微裂缝，降低地层破裂压力，有助于裂缝的形成和延伸，可以在相对较小的压力下压裂储层形成裂缝；射孔、压裂过程简单，工艺造价低，工期短，压裂方式较为安全，施工风险低；压裂过程根据水力学原理，实现水力封隔，减少用工成本。

缺点：流体压力较高，施工过程中要防止高能流体泄漏，出于安全的考虑，需要在井口安装防喷器，环空需要注入液体；环形空间储存大量流体，需实时监控井底压力；由于喷嘴节流作用，施工压力大于加砂压裂泵注压力，因此，部分深井不适用此方法压裂。

（2）高能气体煤层气压裂技术　高能气体压裂是把火药或火箭推进剂注入到井筒中的目的层，点燃后使其产生快速且可控的燃烧，产生大量高温高压气体，通过脉冲加载压裂在产层上压出自井眼呈辐射状多条不规则裂缝，从而改善产层的渗透性，达到增加油气井产量的目的。

特点：无污染，火药燃烧后主要产生 CO_2、CO 和水，对油层没有污染；高能气体加载速度快，因此，特别适用于脆性地层的压裂；无需使用压裂车等大型压裂设备，不需要填入支撑剂，设备少、施工安全、简单。与常规水力加砂压裂相比，高能气体压裂产生的裂缝不受地应力的控制，并且，水敏性污染较低不伤

害煤层，因此，此项研究对探索适合我国煤层气有效开发具有重要的现实意义和应用前景。

缺点：高能气体主要压裂储层脆性部分，因此，裂缝控制难，比较适用于脆性储层。

（3）间接煤层气压裂技术　间接压裂技术就是通过对煤层的顶板进行压裂，通过在顶层中形成的裂缝与煤层有效沟通，改善煤层渗透率，间接实现对煤层增产改造的目的。

特点：薄煤层处理压力较低，裂缝较简单，间接压裂效果较好；厚煤层处理压力高，很可能出现复杂裂缝，间接压裂效果较差，高构造挤压部位或层状煤的情况比较特殊，应力剖面和一般情况不同，煤层的应力较低，甚至低于附近岩层，因此，此种情况不适合进行间接压裂。

（4）氮气泡沫煤层气压裂技术　氮气泡沫煤层气压裂技术是通过地面管线向煤层注入氮气泡沫压裂液压裂储层的压裂技术。20 世纪 70 年代氮气泡沫压裂工艺开始发展，由于其具有地层伤害小、携砂能力低、反排快等特点，主要适用于渗透率比较低的低渗、致密油气层和水敏性较强的储层。国内由于受到技术工艺、设备和成本等方面因素的影响，制约了氮气泡沫压裂工艺的发展。

优点：氮气泡沫对煤层伤害小，压裂液返排快；适用于渗透率低、水敏性强的煤层，氮气泡沫能改善煤层润湿性。

缺点：携沙较弱；工艺复杂，设备施工难成本高。

（5）连续油管煤层气压裂技术　连续油管技术发展迅猛，在世界范围内的应用已经比较广泛，由于技术限制，我国只能进行一些小型作业。近年来，由于大管径油管车的引进，国内的连续油管压裂技术也开始逐渐兴起。连续油管可以把液体和支撑剂通过环空或油管注入煤层，对煤层进行压裂改造，改善煤层渗透率，达到增产的目的。

优点：适用于层位较多且薄的煤层，小井眼或者薄层分层压裂。

缺点：由于压开煤层需要足够的压裂液流量，因而需要采用较大直径的连续油管，而大直径的连续油管寿命一般要比小直径的短些，因此，压裂成本将会有所增加。油管的尺寸和强度限制了利用连续油管进行煤层气压裂作业的发展，工艺复杂，施工成本高。

（6）水力压裂煤层气压裂技术　水力压裂改造措施是国内外煤层气井增产的主要手段之一。在美国的 14 000 余口煤层气井中，有 90% 以上是通过水力压裂改造获得商业化产量的，在我国 20 余年来的煤层气勘探开发实践中，几乎所有产气量 1 000m^3/d 以上的煤层气井均是由压裂改造获得的。煤层气压裂技术主要包括压裂方法优选及设计、压裂工艺及装备、压裂液等。水力压裂的主要方法包括交联凝胶压裂、加砂水力压裂、不加砂水力压裂和氮气泡沫压裂等。压裂工

艺主要包括泵注程序设计、施工程序。根据煤层气储层特点及对压裂液性能要求，目前国内外煤层气井压裂液主要有活性水压裂液、清洁压裂液、冻胶压裂液。

煤层气压裂新技术包括高能气体压裂、复合射孔压裂、液态 CO_2 压裂以及连续管压裂等。高能气体压裂技术主要有在煤层部位采用“爆炸松动”法，大面积提高渗透率增加气产量，深穿透复合射孔联作增产技术，多级脉冲高能气体压裂增产技术。复合射孔压裂是把射孔技术与高能气体压力技术融合对地层作用，提高地层渗透导流能力，实现增产。液态 CO_2 压裂是指将 CO_2 在低于临界温度和高于临界压力条件下，以液态专用注入煤层，利用 CO_2 溶于水呈弱酸性，解除矿物质的堵塞，防止粘土矿物的膨胀和运移，提高煤层渗透率。连续油管压裂系统可以对压裂施工进行精确设计，在给定位置填充，减少施工作业时间。

（7）总结　由于我国煤层储层复杂、差异性较大，造成煤层气开采难度大，压裂产生裂缝多样。因此，必须充分了解煤层性质，选用相对应的压裂技术，达到改善煤层渗透率的目的，确保我国的煤层气压裂开采工艺快速稳定发展。

11. 煤层气井排采技术

排采是煤层气开发中的一个重要环节，煤层气井的生产过程实际上是排水、降压、采气的过程。目前，国内外煤层气排水开采最常见的人工举升方法有优选管柱自喷排水采气、泡沫排水采气、气举排液采气、水力喷射泵排采、电潜泵排水采气、有杆泵排采和螺杆泵排采法等工艺。

自喷排水采气法通常用于开采初期，通过人为降低液体在井筒中的压力梯度，促使井液自喷至井口。气举排采法适用于规模较大的排采作业时还需向井底加入起泡剂。水力喷射泵排采法需要有高压大排量泵向井内注入清水循环，经过喷嘴产生抽汲作用，将地层流体混入清水而带至地面。电潜泵排采法由于维护费用高，排量控制不灵活，适用于大排量井，且气体影响也是电潜泵在生产过程中较为严重的问题。电潜泵机组本身的耐温、耐腐蚀性能较差，且检泵作业频繁，机组投资大、作业费用高，使得电潜泵的应用受到限制。在国内众多煤层气勘探开发作业中，常用的排采作业方式是有杆泵排水采气工艺，投资少、工艺配套技术好，维护费用相对较低，应用效果较好。

根据国内煤层气井特点，排采方式优选思路主要考虑以下几点：一是尽可能降低井底流压以便充分降低储层压力；二是考虑泵受气体影响等因素；三是确定煤层的供液能力；四是提高采收率，降低煤层气的生产成本。

在排采方面的新技术有气举和新型无杆开采煤层气技术。气举已在美国的黑勇士和圣胡安盆地得到了成功应用，其最大特点是能够处理固体颗粒，受出砂和机械方面的影响较小，并且能适应开采初期大排量排水工况。气举排采地面设备

少，井下管柱相对简单，但在技术上要求很高。

12. 煤层气地面工程技术

煤层气地面工程技术包括煤层气的生产工艺、配套设备、仪表和控制设施。煤层气地面生产工艺由井口、集气站及处理厂构成。井口来的煤层气进入站场，经气液分离后，气体进入压缩机组增压，经冷却分离后，计量外输。分离出的污水进入排污池，排污池设有放空管，污水中残留的气体经放空管引至安全处放空。煤层气从各集气站经集气干线进入处理厂，经增压脱水处理后，达到天然气国家标准的气质要求后外输。

煤层气地面工程技术发展主要注重地上地下紧密结合，优化总体方案，优化地面集输工艺，采出水的处理与利用，煤粉防治技术，地面集输关键设备及管材选型，煤层气地面集输管网及调度优化，地面集输标准研究及标准化设计等工作。

美国之所以能在短短 10 年时间形成煤层气新兴产业，一个重要原因就是其有一套完整的天然气网络和健全的配套基础设施，使上游生产和下游利用形成有效连接，减少初期成本，加快资金回收周期，形成良性循环。我国借鉴了美国等国家先进经验，根据资源分布和市场需求统筹输气管网的建设，把煤层气长输管网建设像高速公路建设一样列入了国家基础设施建设项目。全国煤层气开发主要集中在山西境内，尤其是沁水盆地地区，煤层气的外输依托管道以及液化厂液化外输。“十二五”期间我国建成的煤层气输气管线有端氏—晋城—博爱煤层气管道、太原—长治煤层气管道、临县—柳林—临汾煤层气管道、晋城—侯马煤层气管道、端氏—沁水煤层气管道等，在建的有临汾—长治煤层气管道，总长达到 1 548.78km。

“十二五”期间我国煤层气输气管线建设情况见表 2－8。

表 2－8　“十二五”期间我国煤层气输气管线建设情况

管道名称	建成时间	长度/km	年输气能力/亿 m^3	投资单位	投资额/亿元
端氏—晋城—博爱	2010 年 6 月	98.2	10	山西通豫煤层气输配有限公司	4.58
太原—长治	2012 年 9 月	460	20	山西国化能源有限责任公司	20
临县—柳林—临汾	2012 年 12 月	288	4.99	山西国临煤层气开发有限公司	9.89
晋城—侯马	2014 年 1 月	105.58	4.95	山西煤层气(天然气)集输有限公司	3.91
端氏—沁水	2014 年 1 月	44	30	山西煤层气(天然气)集输有限公司	1.4
临汾—长治	在建	370	20	山西国化能源有限责任公司	30

2.2.3 煤层气勘探开发装备

1. 煤层气专用钻机

由于我国大规模开发煤层气资源起步较晚，在煤层气的勘探与开发过程中常采用水源钻机和常规石油钻机，而没有针对煤层气的专用钻机。这些钻机移用性差，经济效益差，钻井周期长，不能很好地处理出现的井底复杂情况，导致钻井事故频发，损失惨重。与此同时，我国正在大力推进煤层气产能的建设，在今后的若干年内，将要钻大量的煤层气井，迫切需要煤层气专用钻机。

（1）国内外煤层气专用钻机发展现状

1）国外煤层气专用钻机。煤层气井一般比较浅，钻井周期短。因此，要求煤层气钻机自动化程度高，泵排量低，表层开钻加压方便。国外煤层气开发已经进行了多年，其勘探开发设备已形成系列化，并且配套完善，技术储备雄厚，而且拥有详细的安全和设备可靠性标准。煤层气钻机的生产主要集中在美国 Schra、Gefco，瑞典 Atlas Copco 和德国 Bauer 等公司，且煤层气钻机的主要供应商都是从水源钻机演化而来，只有美国的 Gefco 公司是完全符合常规油气田标准的钻机供应商。以上各公司所生产的煤层气钻机的共同特点是采用车载、拖挂形式，满足煤层气钻井周期短、便于搬运的要求，且它们一般采用液压控制，功能齐全，自动化程度高，还可根据煤层气钻井特点对钻机整体进行了优化设计，提高钻井效率。

美国 Schra 毫米钻机公司是专业车载钻机供应商，是美国煤层气成功开发的主要贡献者之一，其产品也是我国煤层气钻机的主要进口机型，代表性产品有 T685WS 钻机、T130XD 钻机和 T200XD 钻机。该公司产品的特点是配套设施完善，可实现钻井液、泡沫和空气等多种钻井方式，而且结合煤层气钻井的实际情况，对钻机进行了很多改进，如伸缩式井架、车载钻井泵等，优化了钻机整体结构，技术性能有了很大提高。但是该公司的伸缩井架是通过减小转弯半径来实现的，其使用的可靠性有待于进一步验证。另外，其部分钻机发动机的风扇横放在驾驶室后面，容易进入灰尘，不利于冷却，且各种液压管线的布置不太合理，维修不方便。

美国 Gefco 公司是一家专门致力于石油钻机研究与生产的公司，其生产的钻机在我国山西寿阳、晋城、阳城和内蒙古鄂尔多斯等地均有应用，对我国的煤层气开发起了很大作用。该公司的钻机可实现多种钻井工艺，包括空气钻井、泡沫钻井、清水钻井和常规钻井等，国内应用较多的是 GEFCO－150K、SS－90K 等型号钻机，其设备机动灵活、钻井效率高。

瑞典 Atlas Copco 公司为国际知名企业，2004 年收购了美国 Ingersoll 钻机事业部，Ingersoll 钻机在美国煤层气的开发中起了非常重要的作用。目前，该公司可提供钻具、空压机和增压机等钻机配套设备，国内应用较多的是其生产的

RD20 型车载钻机。RD20 型车载钻机为全液压钻机，钻机各个部件均由该公司提供，其整体结构紧凑，可进行空气循环回转钻孔、潜孔钻和钻井液钻孔。该钻机的突出优点是机动性高、占地面积小，可大幅度缩短运输时间和节省运输费用，而且有非常完善的售后服务体系。该钻机在我国煤层气资源丰富的沁水盆地应用广泛。

德国 Bauer 公司生产的全液压多功能车载钻机适合大口径深井钻井（最大直径可达 1 200mm），可实现常规钻井液钻井和空气钻井。该类钻机主要有 RB100、RB50、RB40 等型号，其中，RB50 型车载钻机在 2010 年我国内蒙古骆驼山煤矿透水事故的救援抢险工作中发挥了重要作用。

另外，加拿大煤层气开发的快速发展，也证明了连续油管钻机的巨大潜力。相对于用螺纹连接的常规油管，连续油管是卷绕在卷筒上拉直后直接下井的长油管。与常规钻井技术相比，连续油管钻井技术的优势在于可以实现欠平衡钻井，且搬迁和起下钻作业简单、经济，井控更加容易，减少了卡钻事故，在煤层气钻井方面优势明显。

2）国内煤层气专用钻机。我国的煤层气开发较晚，开发初期主要借用石油钻井的相关装备和工具，与煤层气钻井的特殊工况不配套，搬迁不便，导致钻井成本偏高。由于我国煤层气藏埋深较浅，钻井深度大多在 1 000m 以浅，因此也采用水文钻机、煤田钻机。但是，由于水文钻机和煤田钻机的主体结构没有钻井平台，无法安装防喷器、除砂除泥器等设备，其技术性能和可配套性都无法满足煤层气钻井的需要，而且因其钻进效率太低，直接影响了煤层气开发新工艺、新技术的推广应用。

20 世纪 90 年代，国内各生产厂家开始陆续研制煤层气钻机。目前，国内煤层气钻机主要以车载、拖挂结构为主，多采用液压驱动。主要生产商和产品有石家庄煤矿机械有限责任公司的 SMJ5510TZJ15/800Y 车载钻机、新时代石油机械制造有限公司的 ZJ15/90J2 钻机、中国地质科学院勘探技术研究所的 SDC1000 钻机、中石化石油工程机械有限公司第四机械厂的 ZJ20/1470CZ 煤层气钻机、南阳二机石油装备（集团）有限公司的 ZJ20K 系列橇装钻机和 3 000m 模块化煤层气钻机等。另外，2010 年南阳二机石油装备（集团）有限公司设计制造了 MZJ15/900 双节套装直立无绷绳车载煤层气钻机，名义钻深 1 500m，提升力 900kN，可实现钻井液、泡沫和空气等多种钻井工艺，并且为井口防喷器安装预留了充分的空间，能够确保钻井作业安全，是目前我国最新的煤层气钻机产品。

虽然国内已有一定的煤层气钻机生产能力，但都主要处于初期试制和试用阶段，没有得到广泛应用。国内的煤层气钻机仍然不能满足我国煤层气快速发展的需要，为了提高效率，主要煤层气产区的重点井、难点井仍然以进口设备为主。

3）煤层气车载专用钻机研制。由于我国煤层气开采的特殊性，专用钻机要具有国内特色，不能简单照搬国外钻机。主要面临的问题有：

①煤层气存储环境多为丘陵或山地，通往进场道路多为临时开辟的土路，崎岖不平、坡度大、弯角大，运输不便，如遇到雨雪天气，道路状况则会进一步恶化，不利于车辆通行，要求钻机具有良好的运移性。

②煤层气产区井场开辟困难，面积有限，要求钻机集成度好，占用空间小。

③我国煤层气储存条件复杂，储层渗透率低、压力低、含气饱和度低，不均一性高，导致产量低。为了提高经济效益，控制钻井成本，要求钻机具有较高性价比。

④我国煤层气产区浅层多岩石和鹅卵石，为了实现快速、高效钻井，常采用空气钻井、充气钻井等工艺，因此，要求钻机必须满足这些特殊工艺的要求。钻机浅层施工由于钻压不足影响了正常钻进，要求钻机具有钻压加载功能。

经过大量的调研和煤层气赋存地区钻井作业、工艺和在用钻井装备的考察，完成了第一套煤层气车载钻机的设计方案。

本方案主要有以下几方面的功能和特点：

①采用高性能越野车底盘。

②三段前开口直立井架。

③钻台高度 4.5m。

④配置转盘液压升降解卡装置。

⑤配双工况空气压缩机。

⑥满足直井和多分支水平井作业要求，满足多种钻井工艺要求。

设计越野性能强的专用底盘车作为载体，采用自绷绳、三段前开口直立井架，设二层平台，整体结构上缩短了运输尺寸，减小了井场占用面积，增强了工作时井架的稳定性，提高了钻机整体的安全性；钻台净空大于 3.4m，满足封井器和旋转头的要求。适应煤层气直井和水平井的钻井施工。

基本参数：钻井深（m）：1 000（5″钻杆），2 000（3 1/2″钻杆）；最大钩载（t）：90；绞车额定功率（kW）：320.65；游动系统轮系：3×4；转盘开口尺寸（mm）：445；钻台高度（m）：4.5（考虑 BOP 安装）；井架钻台面至天车下平面高度（m）：31。

4）现场应用。2010 年，渤海装备制造有限公司与华北油田公司签订了煤层气车载斜直井钻机开发协议，将煤层气千米车载钻机研制成果应用于斜直井钻机，钻柱输送装置应用于克拉玛依油田井下作业二公司不压井修井作业的油管输送。

煤层气车载专用钻机在水平井作业时，比常规石油钻机可减少操作人员 6～8 人，至少减少 1 台工作柴油机，减少场地面积 50% 以上，减少运输车次 20 车次以上，减少搬运时间 6 天以上，从而大大降低建井周期和人员、动力消耗；与国外同类钻机相比可降低成本 25% 以上，单台钻机采购成本可节约 400 万～600 万元。

煤层气车载专用钻机与现有装备相比可减少钻井投资，提高煤层气开采的效益，有效加快我国煤层气开发的步伐，同时可有效提升我国钻井装备的技术竞争力。

2. 煤层气绳索取芯工具及配套设备

（1）概述　取芯钻进中影响收获率的因素很多，既有取芯工具选型和性能、工艺措施等技术问题，也有井下客观地质条件问题。而对煤层这种特殊的储层，则影响因素更为复杂，通过理论研究和实践分析，除取芯工具性能和操作方法外，主要有以下几个方面。

煤层大多含有夹矸，软硬交错频繁，结构复杂，均质性差。取芯钻时忽快忽慢变化频繁，刹把难以掌握，易扰动煤芯，影响收获率。这些特性使煤层取芯困难，常规油气钻井取芯工具和工艺很难适应，导致取出煤芯破碎，原始结构保持差，收获率低。同时，由于起钻出芯时间长，煤芯中气体大量散失，因此不能满足煤层气井对取煤芯的采样要求。另外，煤层气单井产量较低（一般为 3 000 ~ 5 000m^3/d），取芯作业费用是影响钻探效益的因素之一。因此，为了获取高质量、高收获率的煤芯，降低取芯成本，需要研制适合煤层气的取芯工具。

在借鉴国内外小尺寸普通地质岩芯绳索取芯工具的基础上，结合煤层自身的物性和煤层气井对煤芯采样要求，我国研制出了适用于石油钻机装备特点和常规钻杆的 SQM－Ⅰ型绳索式取煤芯工具及配套设备。

（2）SQM－Ⅰ型绳索取芯及配套工具结构　SQM－Ⅰ型绳索取芯工具由外筒总成、内筒总成、内筒打捞器和绳索提升系统组成。其中，外筒总成包括取芯钻头、外筒、差动接头、内筒定位接头、上下螺旋稳定器、内筒扶正环等部件组成；内筒总成包括卡簧座、割芯卡芯机构、内筒、半合式岩芯管、悬挂机构、弹卡定位机构、单动机构、报警装置、捞矛头等组成；绳索提升系统由带捞钩的打捞器、钢丝绳、电动绞车和脱卡工具等组成。

（3）工作原理　SQM－Ⅰ型绳索式取芯工具不同于常规钻井取芯工具，其岩芯内筒是一个独立的部件。取芯钻进前从井口钻杆内投入内筒总成，到位后取芯钻进。当取芯结束时，上提割芯后不需起钻，而是采用带绳索的打捞器从钻杆中把取芯内筒提出地面，卸开特制的半合式岩芯管，则煤芯自然裸露。待把煤芯取出后，上好内筒总成，又可在井口从钻杆中把它放入井底，重复上述步骤继续取芯钻进。

（4）设计特点及技术创新

1）特殊的全封闭式拦簧和卡箍、双作用一体化割卡芯机构使煤芯收获率高。该割卡芯机构在取芯钻进时全封闭式拦簧处于张开状态，煤芯可无阻碍地进入半合式岩芯管，最大限度地减小煤岩芯进筒阻力。割芯时，通过上提钻具，拦簧闭合完全堵住岩芯内筒底部，确保入筒的破碎煤芯不脱落，同时卡簧收缩抱住岩芯，实现双作用卡芯。

2）更符合煤岩力学特性的专用绳索取芯钻头结构设计独特。根据煤层力学特性研制出了阶梯超前式切削型斜水眼和具有应力释放面的取煤芯钻头结构，有

利煤层树芯、进芯，提高收获率。

3）取芯直径达70mm而不需要专用钻杆。该取芯工具在取芯和正常钻进时采用一套ϕ114.3mm、ϕ127mm内平式或接头通径≥93mm的钻杆，岩芯直径达70mm。既降低了取芯作业成本又便于操作和推广应用，属国内首创。

4）采用新结构。采用低摩阻半合式岩芯容纳管和悬挂式连接结构，既减少煤芯入筒阻力，又可快速出芯、直观描述和迅速采样。

（5）工具主要技术参数

岩芯尺寸（直径×长度）：70mm×3 200mm；取芯钻头（外径×内径）：215mm×70mm；取芯外筒（外径×长度）：177.8mm×5 100mm；螺旋稳定器外径：210mm；取芯内筒（外径×长度）：84mm×4 500mm；内筒打捞器（外径×长度）：50mm×1 500mm；工具总重量：980kg；适用于接头通径≥93mm的ϕ114.3mm或ϕ127mm钻杆。

（6）现场应用及效果　SQM－Ⅰ型绳索取芯工具经华北大城、山西河东、寿阳、晋城和辽宁阜新等煤层气试验区12口井的试验和应用，取得成功。累计取芯179筒次，取芯总进尺243.16m，取出芯长219.55m，岩芯总平均收获率91.1%；其中煤层进尺112.08m，煤芯收获率87.7%，绳索提芯、煤芯出筒及装罐时间8～20min，半合管出芯煤芯原始形态保持好，取芯和正常钻进采用一套钻杆，满足了各种条件下煤层气井取芯作业的要求。SQM－Ⅰ型绳索取芯工具取芯数据统计见表2－9。

表2－9　SQM－Ⅰ型绳索取芯工具取芯数据统计

序号	井号	业主	累计桶次	累计取芯进尺/m	平均收获率(%)	累计煤层进尺/m	煤芯收获率(%)	出芯时间/min	煤芯简述
1	家43－61	大港油田	2	1.4	100			5	
2	D1－4	CNPC	1	1.2	70.8	1.20	70.8	13	碎粒状为主
3	SY－003	中联煤	3	3.6	91.3	3.60	91.3	10	粉煤，含少量夹矸
4	SY－004	中联煤	11	10.57	92.4	5.22	87.7	8～12	
5	LXC－003	PHILLIPS	17	22.86	85.7	5.21	86.7	10～12	块煤、粉煤夹层
6	LXC－004	PHILLIPS	33	44.65	85.8	16.38	68.4	10～20	碎粒状为主
7	晋试4	CNPC	10	25.20	98.2	10.27	98.5	8～15	块状—层状结构夹碎煤
8	晋试5	CNPC	10	14.79	97.5	9.57	99.5	10～16	
9	晋试6	CNPC	8	13.45	90.3	10.30	87.9	12～18	粉煤为主
10	LJ－1	东北煤田	58	67.67	89.5	31.24	88.1	14～19	鳞片状煤为主
11	吉试1	CNPC	18	25.31	93.2	12.46	89.3	10～15	粉煤
12	吴试2	CNPC	8	12.46	98.3	6.63	98.4	15～20	颗粒状、层状

3. 电磁波地质导向工具（EM－MWD）

（1）概述　自20世纪90年代以来，电磁随钻测量技术在欠平衡钻井的应用中得到了很大发展。目前，它是在欠平衡钻井中实时传输井下数据的一种最有效的方法。因为采用钻井液脉冲（MWD）方法传输井下数据在技术上有很大的困难，主要是气体的可压缩性使得压力波信号发生变形，导致在地面上很难检测出正确的信号。从理论上讲电磁随钻测量不但能在欠平衡钻井中应用，也可以在普通工艺的钻井中应用。它不受井斜角大小、钻井液（介质）、钻井方式（旋转钻或滑行钻）等条件的限制，有相当好的发展前景。

在煤层气领域，与传统的泥浆脉冲传输技术比较，电磁波传输技术传输更快。由于煤层气钻井非常快，通常1 500～2 000ft/h（1ft＝0.304 8m，下同），泥浆脉冲工具通常太慢了。另外一个巨大的优势就是聚焦伽马，地质导向钻井技术可以使钻进过程一直保持在煤层中。当钻井深度达到3 000～6 000ft，煤层的厚度约2～4ft。如果没有聚焦伽马，司钻需要猜测钻头的位置是在煤层中还是超过了煤层的边界，聚焦伽马设计可为司钻提供钻头的方位：是在煤层中、石灰岩中，还是在页岩中。而且，它还可为司钻提供钻头在地层中的具体位置。它可以在煤层中连续的搜索和地质导向，标志上顶板和下顶板，使钻具尽可能保持在上下顶板之间。采用EM－MWD和聚焦伽马能勾勒出煤层的轮廓。

（2）工作原理　EM－MWD随钻测量系统是以钻柱和地层为传输介质，采用定向传感器测量井下信息，并将井下测量信息加载到低频载波信号上，在地面上通过滤波、放大、解调、运算和处理等手段，实时获取井下信息的系统。

电磁波地质导向工具主要由四个子系统构成，分别是：4－3/4″EM－MWD，随钻电磁波电阻率测量系统，方位伽玛，随钻高频电磁波煤层顶底板测量系统。

EM－MWD主要特点有：①不受钻井液介质、钻井方式（旋转钻或滑行钻）等条件的限制。②不受泥浆泵等设备的影响或干扰。③可在不停泵的情况下测量和传输数据。④可用于欠平衡钻井、空气钻井和泡沫等钻井。⑤可测量各项井眼轨迹参数（井斜、方位、工具面），具有伽玛、电阻率等功能，可实行地质导向作业。

（3）国外电磁波随钻测量工具　美国钻科公司EM3、国民油井公司的Black-Star电磁波地质导向产品等在北美煤层气的钻探中得到广泛应用，仅EM3已经使用2 500井次。煤层电磁波地质导向工具主要测量参数包括工具面角、井斜、方位、伽马（一般包括平均伽马和上下伽马），部分产品可测量环空压力。根据统计，带方向伽玛的EM～MWD仍然是美国等煤层气商业化开发较好的国家最广泛应用的煤层气地质导向工具。在我国前期煤层气开发中，广泛应用了斯伦贝谢公司的Impulse产品，测量参数包括井斜、方位、上下伽马、电阻率等，但井下风险大、服务费用高限制了该产品的进一步推广应用。目前，国民油井公司的

BlackStar 电磁波地质导向产品在国内占据了主导地位。

主要煤层气地质导向工具优缺点对比见表 2－10。

表 2－10　主要煤层气地质导向工具优缺点对比

地质导向工具	优　　点	缺　　点
泥浆脉冲地质导向（斯伦贝谢公司 Impulse 产品等）	（1）煤层地质导向配套技术服务完善，已应用了多口井； （2）具有电阻率随钻测量功能及配套地质导向软件，煤层钻遇率高	（1）服务价格高（2 万美元/d）； （2）由于该类仪器与钻柱为一体，落井后难以打捞
EM－MWD	（1）部分仪器为钻柱内置类型，落井后可打捞； （2）信号传输速率快； （3）可测量环空压力； （4）服务费用低，平均 1.3 万美元/d	（1）不具备电阻率随钻测量功能； （2）缺少相关配套地质导向软件

（4）国内电磁波随钻测量工具　中国石油集团依托“十一五”期间国家重大专项“大型油气田及煤层气开发”组织重点攻关，研制成功 4－3/4″EM－MWD 电磁波地质导向工具，于 2010 年 11 月 22—23 日在渤海钻探四公司 30602 井队施工的山西沁水煤层气田郑庄区块郑试平 4 井进行了现场试验并获得成功，满足工业应用要求。

4－3/4″电磁波地质导向工具在郑试平 4 井三开井段 910～971m 进行了随钻和划眼等施工作业，在施工中完成了井眼轨迹测量、煤层识别以及电磁波信号传输等多项试验，实现了电磁波地质导向工具的各项功能。无线电磁波随钻测量（EM－MWD）电磁通道信号在随钻过程中连续、高速上传，最大传输速率达到 11bit/s，这一传输速率超过国外同类产品在国内生产井上应用时传输速率的 2 倍以上，数据解调正确率为 93.6%。伽马传感器在非煤层和煤层中计数率平均值之比为 5，在随钻过程中能够清晰识别出煤层与顶底边界。

4. 煤层气对接水平井穿针装备

（1）概述　我国煤层气藏普遍具有低压、低渗透、低含水的储层特性，从提高采收率和经济效益方面考虑，煤层气水平井、多分支水平井是最佳开发模式。基于以上煤层气开发的特殊性和排采方式等，煤层气水平井通常需额外打一口直井，并将该井与水平井连通，以便于下入螺杆泵、有杆泵等排水采气。远距离穿针技术及装备是实现远距离精确连通两口井的关键技术之一，也是煤层气多分支井和 U 形井钻井的必需技术。

目前，常规的钻井井眼轨道控制技术主要采用无线随钻测斜仪（MWD）对钻头进行井下定位和控制，但煤层气水平井钻井工艺要求实现水平井和直井连

通，因此对井眼轨道测量与控制提出了更高的要求。传统的 MWD 测量技术主要有以下几点不足：①MWD 测量传感器位于钻头后部 6～10m，实时测量参数远远滞后于钻头位置。②MWD 测量误差偏大，在 50m 的钻井进尺中，误差椭圆半径可达到 3m 以上。③由于洞穴直井采用多点侧斜仪进行标定，洞穴位置存在不确定性，通常靶点误差范围在 1m 以上。由于直井洞穴处的靶区为 0.5m×(4～8)m 的窄矩形框，MWD 测量方式远不能满足煤层气水平井的轨道测控要求。

旋转磁场测距（Rotating Magnetic Ranging System）的概念出现于 1993 年。从 1999 年至今，旋转磁场测距作为一种新的测量两井间距的方法而得到快速发展。RMRS 主要由磁性短节、探管（包括磁阵列传感器和测量电路短节）、地面工控系统以及计算软件组成。磁性短节安放在钻头末端，包含几个与钻柱轴线垂直或平行的永久磁体。磁阵列传感器由三轴重力加速度计和可测量直流磁场和交流磁场的磁力计所组成。将其下放至直井洞穴处。当钻头和磁短节开始旋转钻进时，传感器记录由磁体的旋转产生的随时间变化的磁场，测量数据通过电缆传到地面，系统软件对数据进行处理，进而对两井之间的相对距离和方位进行确定。

旋转磁场测距系统结构原理见图 2－15。

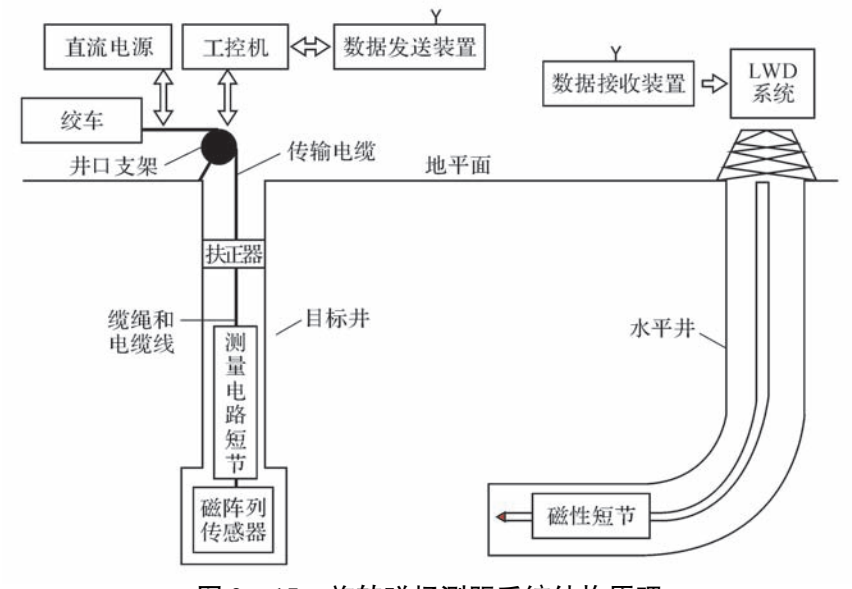

图 2－15　旋转磁场测距系统结构原理

（2）两井连通工具　两井连通过程中采用的技术为近钻头电磁测距法，国外通常称为 Rotating Magnet Ranging Service，英文缩写为 RMRS。RMRS 这一概念是在 1995 年提出的。随着两井对接技术服务的市场需求，到 1999 年该技术得到了进一步发展并逐渐走向成熟。目前 RMRS 技术在 CBM 井、SAGD、控制井喷等领域得到了广泛应用。

RMRS 技术的硬件构成包括永磁短节和强磁计或探管。永磁短节的长度约为40cm，由横向排列的多个永磁体组成，它主要用来提供一个恒定的待测磁场，电磁信号的有效传播距离为 40m。探管由三部分组成：扶正器、传感器组件、加重杆，其长度约为 3m。当旋转的永磁短节通过洞穴井附近区域时，探管可采集永磁短节产生的磁场强度信号，最后通过采集软件可准确计算两井间的距离和当前钻头的位置。RMRS 必须与 MWD 和马达等配合使用，钻具组合通常为：钻头 + 永磁短节 + 马达 + 无磁钻挺 + MWD + 钻杆。

连通过程中首先在直井中下入探管，在钻头处连接一个永磁短节。连通前首先将两个井底所测的陀螺数据输入到 RivCross 配套采集软件中，初始化坐标系。当钻头进入到探头的测量范围后，接收仪器就可以不断地收到当前磁场的强度值（Hx、Hy 和 Hz），定向井工程师然后根据采集的测点数据判断出当前的井眼位置，实时计算当前测点的闭合方位并预测钻头处方位的变化，然后通过调整工具面及时地将井眼方向纠正至洞穴中心的位置。接近洞穴时，根据防碰原理，利用专用的轨迹计算软件进行柱面法扫描，判断水平井与洞穴中心的距离，从 3D 视图上分析轨迹每接近洞穴一步其变化趋势，以达到连通的目的。

远距离连通技术主要测量的参数包括钻头距洞穴的距离和相应方位偏差，方位测量误差小于 0.4°，井斜测量误差小于 0.15°，50m 距离内误差椭圆半径一般小于 0.5m。

国内中国石油钻井工程技术研究院（简称中石油钻井院）于 2010 年 5 月研制成功 DRMTS－Ⅰ远距离连通装备。该装备磁场分辨率达到 0.1nT，探测范围超过 70m，距离测量误差小于 5%，形成了一套煤层气水平井远距离连通专有技术。与国外产品相比较，DRMTS－Ⅰ连通装备具有两大优点：一是具备近距离测量能力。国外设备在小于 3m 的范围内由于采集系统超量程而失去引导功能，而 DRMTS－Ⅰ远距离连通系统在 1m 左右距离时依然可以引导，这对实现精确连通、提高中靶概率具有重要作用。二是具备井斜偏差测量能力，能够进行三维立体导向连通，可满足非煤层中的几何导向连通作业。

（3）现场应用　为了适应国内煤层气规模化、商业化开采的需要，中石油钻井院依托“十一五”期间国家重大专项“大型油气田及煤层气开发”组织重点攻关，研制成功 4－3/4″远距离穿针工具，并形成了一套远距离穿针测量与控制技术，在距离 70m 处可捕捉信号，在距离 60m 处可进行精确定位导向作业，整套装备可靠性较高，可满足工业应用要求。

2011 年 11 月 14—28 日，中石油钻井院煤层气与储库工程研究所研制的 4－3/4″DRMTS－Ⅰ远距离穿针装备成功实现了郑试平 6 井组“点对点”精确连通技术服务。

与常规洞穴连通相比，该连通作业具有井眼轨道测控要求高、施工作业风险

大的特点。钻头从距离排采直井 50～80m 远的井段直接击中 7in 玻璃钢套管，靶区范围由原来的 0.5m×3.8m 矩形靶缩小至点靶；同时，由于连通段地层位于顶板泥岩中，若一次未能连通，不能进行憋压连通等补救技术措施。

该作业井组位于山西沁水盆地郑庄区块，为多分支水平井，两井井口相距 194.7m，煤层位于垂深 832.1～836.4m 井段。2011 年 9 月 27 日，完成了该井组在排采直井洞穴处的连通作业。在煤层段水平井主井眼的钻进过程中，该井组发生了严重煤层垮塌及埋钻，鱼头位于主井眼距离洞穴 8m 处，原连通井眼作废，不得不另选连通窗口进行二次作业。为了确保二次连通成功，连通窗口选择在原连通点上部 1.8m、钢套管下 0.9m 的 7in 玻璃钢套管上。中石油钻井院研制的 4－3/4″DRMTS－Ⅰ远距离穿针装备在距离洞穴 51.76～1.5m 井段进行了磁定位施工作业，入井后即采集磁场信号并开始导向，此时测量的方位偏差为 9.2°；在距离直井 1.5m 时方位偏差调整为－1.7°，靶心距为 4.5cm，成功击中预设的煤层顶部 1.4m 处玻璃钢套管，开创了两井连通不再预先造穴，实现点对点准确连通的先河，填补了作业技术的空白。

DRMTS－Ⅰ远距离穿针装备点对点精确定位技术的突破将为煤层气水平井开发带来技术革新，未来的煤层气排采井可不再需要造洞穴、填沙作业，有利于解决一直困扰钻井及排采期间的洞穴处井壁垮塌难题，建井成本和钻井周期将同比下降。

5. 煤层气欠平衡钻井专用旋转控制头

（1）概述　旋转控制头（RCH）又称旋转防喷器，是欠平衡钻井的核心装备，用于控制井口压力，实现近平衡或欠平衡压力钻井，提高钻井速度及质量，最大限度地发现和保护油气藏。它在井眼环空与钻柱之间起封隔作用，并提供安全有效的压力控制，同时具有将井眼返出流体导离井口的作用。

对旋转控制头的研究国内外都始于 20 世纪 60 年代。20 世纪 60 年代中期到 20 世纪 70 年代初期，用天然气或压缩空气为钻井介质钻油气井、煤层气井的实践加快了人们对旋转控制头的研究。美国在 1968 年开发出了低压旋转控制头，并且得到了广泛应用。我国于 20 世纪 60 年代曾在四川油气田使用过简单的井口旋转控制装置，但该装置密封效果非常差，只能起导流作用，几乎不能承受回压。之后，国内相关厂家相继开始了旋转控制头的研究，但是国内的旋转控制头普遍存在密封压力低、寿命短的问题。直到近几年，国内旋转控制头的研究才有所突破。

目前，国内外现有的旋转控制头按胶芯密封钻具方式可分为被动密封式和主动密封式。

1）被动密封式。其密封是通过胶芯与钻具之间的过盈来实现的，同时依靠井压辅助密封。优点是结构简单可靠，安装、拆卸方便，钻进过程中更换胶芯方

便迅速，容易保养维护；缺点是需要与六方或三方钻杆、环形防喷器配合使用。被动式旋转控制头是国内外使用最广泛的一种。

2）主动密封式。20 世纪 90 年代，国外开发了主动密封式旋转控制头，或称为旋转防喷器。该装置是在环形防喷器基础上研制的，靠液压实现胶芯的开闭，可以替代环形防喷器。在液压力作用下，胶芯沿着球形内腔上移，从而密封钻具。当井筒环空压力出现波动时，控制系统的压力伺服装置自动调整液控压力使胶芯抱紧或放松钻具，当无钻具时可以封零。与被动密封式旋转控制头相比，主动密封式旋转控制头安装、拆卸繁琐，钻进过程中更换胶芯需要起钻，结构复杂。其优点是能封任何类型的钻具，不需要与六方或三方钻杆配合使用。

（2）国外旋转控制头技术　目前，国外旋转控制头技术发展成熟，品种类型较多，有美国 Williams 工具公司的被动密封式旋转控制头系列，Varco 公司的 Shaffer 球形旋转防喷器，加拿大高山公司膨胀胶囊型旋转控制头等。国内欠平衡钻井作业主要采用 Williams 工具公司和 Varco 公司的旋转控制头。在美国，轻便、低压型适用于车载钻机的旋转控制头已得到商业应用，美国华盛顿牌旋转控制头体积小、结构简单、成本低，高度刚好适用于小型车载钻机（修井机）的底盘高度。根据其成本估算，研制煤层气专用旋转控制头可将每台成本降至 7 ~ 8 万元，每台可节约成本 40 万元。

据国内某石油机械公司试验，美国 Williams 工具公司 7100 型旋转控制头在去掉水冷却的情况下，上动密封盘根由于是干摩擦，在运行约 5min 后即过热损坏。下动密封盘根主要是采用滴油润滑，其运行情况良好。

（3）国内旋转控制头技术　我国于 20 世纪 60 年代曾在四川油气田使用过简单的井口旋转控制装置，但是密封效果差，只起导流作用。之后，重庆矿山机械厂、胜利石油管理局开发生产了相应的旋转控制头产品，但密封性能较差。2000 年，川庆钻探工程有限公司石油钻采工艺研究院研发了双胶芯密封结构的高压旋转控制头。近两年该院又自主研发了单胶芯高压型旋转控制头，其内部设置了冷却腔，动密封盘根冷却效果好。另外，江苏金湖石油机械有限公司和四川内江宏生石油机械有限公司等国内的一些小型石油机械公司也开始研究制造旋转控制头。

依托“十一五”期间国家重大专项“大型油气田及煤层气开发”，中石油钻井院联合西南石油大学成功研制并应用了 XF35 – 3. 5/10. 5 型煤层气欠平衡钻井专用低压小型旋转控制头，完善了煤层气欠平衡钻井的配套设备，满足了煤层气欠平衡钻井技术的需要。

我国研制的煤层气欠平衡钻井专用低压小型旋转控制头，采用循环油对轴承和动密封件进行统一冷却、润滑，实现了旋转控制头连续稳定工作。采用润滑油对动密封件进行冷却、润滑，主要考虑的是把干摩擦变为湿摩擦，利用液流的循

环带走摩擦所产生的热量。同时考虑到旋转控制头的转速较低，对润滑油的搅动作用较小，将动密封件与轴承的冷却、润滑合二为一，既实现了两个零部件的冷却、润滑，又简化了设备结构，适合于煤层气钻井周期短、搬运设备频繁的使用条件。

2010 年 11 月 22 日至 12 月 17 日，西南石油大学与渤海钻探工程技术研究院联合，在沁水盆地郑庄区块郑试平 4H 井三开阶段（总进尺 4 000m）进行了小型低压旋转控制头的现场应用试验，并取得较好的效果。

1）密封效果。现场试验期间，从郑试平 4H 井三开阶段开始至结束的 25d（其中停钻 3d 等待充气设备）内，旋转控制头总共运行时间为 479h，共使用 6 个胶芯，平均每个胶芯使用 80h 后出现磨损泄漏。钻杆正常钻进起下钻 22 次，其中不包括穿针、连通阶段下各种工具以及倒划眼、循环钻井液清理岩屑时的起下钻次数。保守计算，起钻及下钻胶芯穿过钻杆的长度大于 12 000m。各种使用工况下胶芯使用时间证明，旋转控制头密封效果良好，达到设计要求。各胶芯使用情况见表 2－11。

表 2－11　胶芯使用情况

胶芯编号	内孔直径/mm	损坏情况	使用时间/d
新胶芯	67	内孔表面光滑	
1	81.1	表面轻微磨损	50.6
2	90.1	有少许刮伤	121.8
3	89.2	刮划伤较深	48.8
4	90.1	有刮划伤和块状剥落	121.7
5	92.7	有块状剥落和纵横刮划伤	58.2
6	88.2	有深刮划沟槽	77.9

根据胶芯损坏现象，分析判断胶芯损坏原因为：上提、下放钻杆时接头以及大钳夹伤部分毛刺刮（划）伤胶芯内孔，而后钻杆旋转加剧磨损。

2）冷却润滑效果。润滑冷却系统在 479h 无故障情况下保证了旋转总成的正常使用，轴承组无异常响声，动密封盘根无泄漏。由于该系统设有加热装置和散热装置，所以润滑油无异常温升，最低温度 0℃，最高温度 27℃，可见冷却润滑系统的可靠性完全能够满足现场使用要求，冷却润滑效果良好。

6. 造穴工具

为了易于实现水平井与洞穴井在煤层中成功对接并且建立气液通道，需要在洞穴井的煤层部位造一洞穴，洞穴的直径一般为 0.8～1.5m，高为 2～5m。目前有三种造穴方式，即水力射流造穴、机械工具造穴以及水力射流造穴＋机械工具

造穴。

（1）美国常用的造穴工具　美国 CDX 公司共开发了两种类型的造穴工具：液压式造穴工具和离心式造穴工具，但没有采用负压造穴方式，从这方面也可以看出国外目前造穴技术的现状。

1）CDX 公司液压式造穴工具。该液压式造穴工具原理与我国已设计完成的造穴工具类似，所不同的是，它的刀杆是悬臂的，而且两刀杆张开后呈 180°角，即与本体呈垂直状态。其施工中，通常是工具下到煤层顶部，旋转钻具带动造穴工具旋转，液压活塞推动刀杆稍微张开，下压钻具靠煤层驱使刀杆更大地张开，直到其夹角达到 180°，而后继续下放钻具实现造穴作业。

根据该工具井上施工情况和对其结构原理的研究与分析，该工具在设计上存在的不足主要有两点：①工具刀杆张开造穴施工中，两刀杆的变形趋势是互相挤紧的，也就是说，两刀杆的变形趋势都是向着工具轴心的，这就造成工具只要有稍微的变形，刀杆就会互相干涉，无法返回原来的设计尺寸，所以造成每次施工中工具都提不出井眼。②该工具压打的造穴施工工艺设计，大大增加了工具刀杆变形的可能性，也是造成工具不能提出井眼的主要原因之一。

2）CDX 公司离心式造穴工具。离心式造穴工具就是工具内部不设计任何机构，仅仅在工具本体的下端部用一个销轴，把两个刀杆连接在本体上。工具下井后，高速旋转钻具，靠离心力把刀杆甩出，然后下放钻具造穴。通过造洞穴施工中的应用表明，该工具远远不能达到设计的要求，在井下很难将刀杆甩出，造穴效率极低，根本不具备现场使用价值。

（2）国内常见的造穴工具

1）水力射流造穴工具。水力射流造穴工具利用了高压水射流破碎岩石的能力，施工中用钻具把特殊设计的水力射流装置送入造穴井段，开泵循环，使循环钻井液在经过小喷嘴时产生高压水力射流，破坏煤储层，形成洞穴。

2）机械式造穴工具。机械式造穴工具利用机械切削的原理，用钻具把特殊设计的机械装置送入造穴井段，然后通过液压控制方式使造穴工具的刀杆张开，并在钻具的带动下旋转，切削储层，形成满足实际需要的洞穴。

3）水力射流 + 机械工具造穴。水力射流 + 机械工具造穴首先采用水力射流的原理对要造穴的井段进行一次射流作业，或形成一定直径的洞穴，或使井壁疏松，然后下入机械工具进行造穴作业，形成符合钻井设计要求的洞穴。

从以上三种造穴技术的设备和工艺的复杂程度及其应用的效果来看，目前水力射流法还没有可靠的计算方法可以确定射流到底能够造出多大直径及何种形状的洞穴，因此，在现场应用中，水力射流造穴技术造出的洞穴远远不能满足煤层气开采对洞穴大小的要求；机械工具造穴技术相对来说工艺和设备比较简单，而且对洞穴的大小能够随意控制，但是该技术存在造穴强度高，工具易于变形等缺

点；而水力射流造穴＋机械工具造穴方案通过水力射流可以起到先期破坏煤层，降低机械工具造穴的作业强度，提高机械工具造穴的效率和效果，使两者得到了完美的结合。

7. PE 筛管完井装备

煤层气水平井 PE 筛管完井装备由高强度 PE 筛管、PE 筛管连续注入装置、PE 筛管引导和固定装置三部分组成。

（1）PE 筛管　煤层气水平井完井用 PE 筛管连续缠绕在滚筒上，一个滚筒筛管长度为 1 000～1 600m 不等，筛眼为长条形或圆孔型，相位分布均匀。PE 筛管的主要作用是支撑煤层井壁，为排采期间的气水两相流提供一个高效流动通道；同时 PE 筛管允许粒径一定大小的煤粉通过，而把粒径较大的煤粒阻挡在筛管外部，以防止煤粒堆积在洞穴处卡泵；阻挡在筛管外的大煤粒形成砂桥，具有自然分选煤粒的能力。同时，可利用 PE 筛管这一有效通道，对井眼进行间断性洗井作业。

（2）连续注入装置　PE 筛管连续注入装置安装在井口，其作用是为下放 PE 筛管提供一定的注入动力，以克服注入过程中筛管遇到的摩擦阻力，为筛管的成功下放提供保障。注入动力由独立的液压泵源来提供。

澳大利亚生产的煤层气 PE 筛管连续注入装置采用输送带传动，三条输送带按一定角度分布在注入管周围，每条输送带分别由一组（两个）带轮带动，每组带轮由一组（两个）支撑板支撑，支撑板由螺栓组固定，其中两组带轮支撑板通过角钢固定为一体，然后通过焊接的方式与框架固定。另一组带轮支撑板为活动式，通过安装在框架上的丝杠机构上下移动，从而加紧或松开注入筛管。另外，在框架的一端设有钻杆夹持头，用以注入时夹持钻杆，将钻杆与注入机构连为一体。

PE 筛管引导和锚定装置分为两节，之间通过螺纹连接。前面的一节设有一套张开机构，后面的一节设有三套张开机构（呈 120°角均匀分布）。承压台肩尺寸为 50mm，与筛管外径一致。

国内也已经在山西、内蒙古等地的煤层气区块进行了多井次的 PE 筛管完井技术应用，完井用 PE 筛管尺寸有 2in、4in（1in＝25.4mm）两种规格，施工作业应用的 PE 筛管连续注入装置、引导和锚定装置部分从澳大利亚引进，部分采用国内自主研发装备。

国内研发的 PE 筛管连续注入装置采用链条传动，两条链条对称分布在筛管周围，链条上安装橡胶加持块。每条链条分别由一组链轮带动，每组链轮由一组支撑板支撑，支撑板由螺栓固定。一组链轮支撑板为固定式，另一组为活动式。通过安装在框架上的手轮机构上下移动，从而加紧或松开 PE 筛管。在框架的底端设有钻杆螺纹连接器，用以筛管注入时与钻杆连接，将钻杆与注入装置连为一

体。该装置注入力600kg，适用注入2～4in PE筛管，注入速度8m/min，一次性PE筛管最大注入长度746m。

（3）引导和锚定装置　引导和固定装置安装在PE筛管最前端，装置由本体、张开机构和承压台肩三部分组成。本体外径与PE筛管外径一致。张开机构为两片刀翼，筛管下入煤层起出钻杆时，刀翼不再承受钻杆内壁的约束，由弹簧张开，插入煤层中。刀翼前端设有倒角，目的是为了便于插入地层。承压台肩位于装置前端，当筛管遇阻并且注入装置不能提供足够动力克服摩擦阻力时，可以在钻杆和注入管之间打压，利用承压台肩憋压，辅助筛管的下入。

国内研发的PE筛管引导和锚定装置的张开机构采用成90°夹角的组合式结构，现场作业时可采用不同黏度的钻井液，承压台肩的台肩面尺寸设计为54mm、56mm、58mm三种规格。

第3章　国内外煤层气产业发展差距及实现跨越发展的措施

3.1　国内外煤层气产业发展比较

3.1.1　开发方式和管理措施比较

3.1.1.1　开发方式比较

1. 各国煤层气开发方式

经过不断改进发展，煤层气开采方式方法和技术工艺正日趋完善，并因各国实际情况不同而有所区别。主要表现在如下方面：

（1）典型示范，逐步推广。这是风险小而且稳妥可靠的方式。印度在这方面比较突出。他们实施的示范项目由本国政府、联合国开发计划署和全球环境保护基金共同出资约1 500万美元。首先采用先进钻井技术，从未采煤层或采空区中抽放煤层气，实验成功后正式开发。

（2）钻井开采。和常规天然气一样，通过打井从地面抽放开采。美国凭借此种方法取得了成功，并使煤层气生产具备商业竞争能力。乌克兰也采用钻井开采煤层气，并已成功打出了100多口煤层气井。澳大利亚早在1987—1988年，就已成功地通过钻井方式开采出了煤气。

（3）矿井抽放。各国有所不同。俄罗斯重点对矿井采空区的煤层气进行抽放；英国则主要对废弃煤矿进行煤层气抽放；日本目前只对少数矿井进行小规模煤层气开发；波兰是根据本国煤矿特点和本国需要进行矿井煤层气开发。

（4）采气工艺。各国在开发煤层气的同时，还进行煤层气开采工艺研究，

并取得不少进展。如加拿大科学家在多分支水平羽状井和连续油管压裂等采气技术研究方面成效显著，降低了煤层气开采成本。比利时技术人员不仅研究传统采气方法，还探讨用二氧化碳注入法回收煤层气，即将二氧化碳注入煤层，从而将吸附在煤层中的煤层气置换出来。该技术一旦成功，既能提高煤层气抽出量，还可减少矿区二氧化碳排放量。

2. 我国煤层气开发方式

根据煤层气资源赋存特点，我国煤层气的开发模式主要有两类：一类是煤矿区煤层气的开发，侧重煤矿安全和能源开发，与采煤息息相关；另一类是非矿区煤层气的开发，仅侧重能源开发，与采煤无关。其中，煤矿区煤层气开发占煤层气开发的70%。

煤矿区煤层气的开发，正逐渐改变过去单一的井下抽采方式，开展了地面开发和井下抽采相结合的技术研究。非矿区煤层气的开发主要是采用地面开发技术。

（1）井下抽采　煤层气井下抽采技术主要包括煤层、邻近层、采空区等多种抽采方法。目前，我国已进入综合抽采煤层气阶段，即采前预抽、边采边抽及采后采空区抽采等多种方法在一个采区内综合使用。在时空上为煤层气抽采创造更多的有利条件，在工艺上将钻孔抽采与巷道抽采相结合、井下抽采与地面钻孔相结合、常规抽采与强化抽采相结合以及垂直短钻孔抽采与水平长钻孔抽采相结合。

（2）地面开发技术　煤层气地面开发技术有两种。一种是地面预采技术，主要开发未采动煤层中的煤层气，所采用的地面直井开采技术和多分支水平井开采技术与常规天然气生产技术相似，对于渗透率低的煤层往往采取煤层压裂增产措施。另一种是地面采动开采技术，主要包括生产矿井采动区和采空区开采煤层气，因采动影响，使煤层和含气岩层的渗透率明显提高，煤层气大量解吸，抽气容易，不需要进行煤层压裂处理。

在国内外的煤层气地面预采过程中，其钻井和开采方式主要有单井和多分支水平井两种。

1）单井钻完井方式。煤层气的单井钻完井方式基本等同于油气井的单井钻完井方式，多数先钻至煤层的顶部，下套管注水泥固井，而后钻穿煤层，再下套管固井射孔完井，或者直接裸眼完井。随着技术的发展，目前单井裸眼完井方式部分设计在煤层采用裸眼造穴技术实现洞穴完井工艺。从煤层气的勘探开采工艺上来说，单井钻完井方式工艺技术简单，单井成本低，但是在一定的区块内，需要分布的井眼比较多，而且煤层气单井产量较低（100～2 600m^3/d），且产量递减快。因此，随着钻完井技术的发展，以及对煤层气的产气机理研究的深入，单井钻完井开采方式已经不能满足煤层气高效开采的要求，应用日益减少。

2）多分支水平井钻完井方式。多分支水平井钻完井方式最早是在美国出现

的。在煤层气开采过程中，为了使薄煤层具有开采价值，全面提高煤层气的开采效益美国设计了具有煤层气井特色的钻完井方式。

随着钻完井技术的发展和对煤层的深入认识，在煤层气的开采过程中，美国又逐渐设计出了丛式多分支水平井钻完井方式。这种方式是在一个主井眼的垂直交线上分布四个或多个采气井。经过现场试验证明，这种煤层气井钻完井方式不仅能够节省钻完井的费用，而且能够极大地增加井眼与煤层的接触面积，大大提高煤层气的开采效益。

3.1.1.2 管理措施比较

尽管煤层气开发在世界各国受到普遍重视，但发展并不平衡，这和各国采取的政策法规及营销策略有关。美国政府对煤层气的帮扶政策及措施最为完善和有效。首先，对煤层气生产实行税收优惠和补贴，长达 23 年之久，大大减轻了煤层气生产的风险。另外，还分别针对各地具体情况制定专门法规，以鼓励和保护商家对煤层气投资的兴趣。在煤层气营销方面，美国政府也给予积极协助。如实施天然气管道市场开放政策，使开发商生产的煤层气能通过全国天然气管道直接入户。英国、波兰、俄罗斯、乌克兰和印度等国，也都采取了不同形式的税收优惠和补贴政策，支持和鼓励本国煤层气产业发展。特别是印度，将煤层气开发引入竞争机制，划出若干有利块段，通过招标吸引商家参与开发。在政策方面，规定从开始商业性生产煤层气之日起 7 年免税，销售价格由市场调节，政府不干预。英国在其《企业投资管理办法》中明确规定，开采煤层气可享受税收优惠，其投资将通过减免所得税和经营红利而得到回报。波兰政府则规定给予煤层气企业十年免税优惠。俄罗斯和乌克兰正在制定优惠政策以吸引国内外企业投资开发煤层气。

煤层气作为当代新的洁净能源产业，尚处于初创和普及阶段。从国外的实践经验看，要使这一产业顺利发展，必须得到国家政府部门优惠政策的扶持和鼓励；必须针对煤层气特点进行相关技术研究，尽量降低成本、提高效率；必须大力拓展煤层气应用领域和销售市场。美国煤层气产业所以长期走在世界前列，就因为在这三方面做的到位，极大地调动了企业积极性。

可以预计，各国煤层气产业发展不平衡的局面仍将在一个时期内存在，但继续发展的势头不会改变。随着勘探、开发和应用技术日趋成熟和规范，煤层气开发在与煤炭开采相结合并为其创造安全条件的同时，必将成为和常规天然气一样的重要气体能源产业。

3.1.2 技术水平比较

3.1.2.1 国内技术水平对比

1. 煤层气水平井开发技术

煤层气多分支水平井技术集成了煤层造洞穴、两井连通、随钻地质导向、欠

平衡钻井等多项先进的钻井技术，具有煤层气钻井的显著特点，与常规油气井钻井有着很大差异，钻井风险和难度极大。

（1）井眼稳定性及控制技术　由于煤岩存在许多互相垂直分布的天然割理、裂缝，属于节理性结构，其构造特征和力学性能不同于常规泥页岩，强度较低。当钻头钻穿这些地层形成井眼时，井周应力重新分布，再加上钻井液的作用使一些裂缝张开，煤岩体的物理力学性质发生变化，从而易导致井壁失稳。2005 年，美国 Pcm Technical 公司曾在煤层井壁稳定方面做过一系列工作，通过分析总结大量的现场和室内试验数据，给出了不同煤阶条件下的井壁稳定条件，并建立了相应的钻井液密度窗口评估模型。加拿大的 Encaca 公司针对阿尔伯塔盆地水平井钻井过程中煤层易垮塌和易伤害的特点，发明了一种特殊的聚合物钻井液体系，可以在钻开煤层后短时间将近井地带割理系统封堵，以提高承压能力。一口井钻完后，需用破胶剂（BRAKER）进行洗井，将割理中的大分子聚合物降解。该体系已在阿尔伯塔地区进行了多次试验，取得了非常好的稳定井壁效果，大幅缩短了钻井周期。

国内技术研究部门对煤层井壁失稳机理做了大量试验和机理模型研究，根据弹性力学理论，建立了煤层段井壁稳定力学模型，给出了钻井液密度窗口计算公式。

（2）保护煤储层欠平衡钻井技术　煤储层的基块渗透率极低，渗流能力主要取决于天然裂缝。在煤层气的开采中，煤层气要经过解析、扩散和渗流等复杂过程。任何作业过程中对煤割理和裂隙的损害，都将影响煤层气的解析速率、扩散速度和渗透速率，从而影响煤层气的开采效果，为了保护储层，在多分支水平井钻井过程中不宜采用常规的过平衡钻井技术，需要采用欠平衡钻井技术。加拿大、澳大利亚、美国等国家已拥有完善的配套设备和工艺技术，我国虽已初步具备利用欠平衡钻井进行煤层气开发方面的技术，但和国外先进水平相比，目前我们的技术还比较落后，仍然属于起步阶段。

（3）两井连通技术　多分支水平井的主水平井眼井斜大、全角变化率大，难以下入排采设备排采，因而一般先钻采气洞穴直井，然后将水平井与采气直井连通。井眼连通采用的技术为近钻头电磁测距法，连通对接的本质是精确定位与导航。目前国外可用技术有 MGT、RMRS、SWG、PWT、静磁等。当前我国煤层气多分支水平井开发中，两井连通采用的是 RMRS 和 DRMTS 主动测距连通技术。

（4）裸眼造洞穴完井技术　随着煤层气的大量开采，研究和开发高效的煤层气井钻完井技术已经成为一个国内外各专业研究机构的重要课题，裸眼洞穴技术就是最具有代表性的一项煤层气完井的专有技术。该技术起源于美国西部圣胡安盆地的煤层气开采过程中。在该地区的煤层气开采过程中，为了使煤层与井眼最大限度的连通，解决近井地带的污染，以及增大井眼的有效半径等难题，在裸

眼完井后，人为地在裸眼段煤层部位，通过工具扩眼方式或者负压方式，形成一个稳定的煤层大洞穴；同时消除可能已发生的煤层地层损害和在井眼周围形成很大面积含有大量张性裂缝的卸载区，提高井眼周围割理裂缝的渗透性，增大地层的导流能力，使井眼与地层之间实现有效连通而达到增产的目的。多年来的实践使用，使得裸眼洞穴技术在圣胡安地区得到很大发展，成为该地区的煤层气开采中最为关键的一项技术，技术发展较为成熟。国内对此项技术的研究尚处于研发和现场试验阶段。

裸眼洞穴完井技术对煤层气的开发具有重要意义，主要体现在：①有效地消除下套管固井时水泥浆对储层的污染，有效保护煤储层，获得商业性煤层气流，延长煤层气井的开采使用寿命；②裸眼洞穴的形成，可保证多分支井钻井中主水平井与抽排井轨迹的交汇，确保多分支井钻井完井的顺利施工。

煤层内用裸眼完井不是新技术，实际上这种技术已用于煤层多年。例如，1953 年 Stanolind 油气公司（现改名为阿莫科开采公司）在圣胡安盆地水果地组煤层首次使用这种技术完井，莫利蒲公司和其他一些公司也进行了尝试，但直到 1977 年阿莫科开采公司用裸眼技术完成了卡恩（Cahn）1 号井并形成较大的气产量后，才有意识地对裸眼井段进行套管下扩眼。1986 年 Meridian 石油公司开始在圣胡安盆地使用类似的裸眼完井技术，使煤坍塌进井眼，以增大井下洞穴。现在美国有许多作业者已经用裸眼洞穴完井技术代替了对煤层进行水力压裂处理。

通过美国在科罗拉多和新墨西哥州的圣胡安盆地的应用情况来看，用动力裸眼洞穴完井的煤层气井的产量大大高于用水力压裂技术完井的产量，一些地区采用裸眼洞穴完井的平均产气量超过 14 300m^3/d，说明这种增产处理方法在某些方面优于水力压裂，能够带来巨大的经济效益。许多世界其他地区对该技术也进行了大量尝试，但到目前为止都不像圣胡安盆地应用得这样成功，说明这种增产措施在特定煤层的适用性仍需进一步探讨。不可否认这种技术的应用前景依然十分广阔，而人们对这种人造洞穴提高煤层渗透率及煤层气产量的作用机理仍不十分清楚。

我国在“八五”期间，也曾对这种方法进行了尝试。如在江西丰城曲试 1 井使用了裸眼洞穴完井，由于多方面的原因，结果不太理想，初期见到了较强的气显示，但后期由于井壁严重坍塌，使后续作业无法进行，实验没有取得预期的效果。

2. 增产改造技术

（1）水平井技术　美国水平井技术主要适用于中、高煤阶低渗透含煤区，通过增加煤层裸露面积，沟通天然割理、裂隙，提高单井产量和采收率，解决低渗区单井产量低、经济效益差的问题。高含气薄煤层也采用了这一技术。

加拿大水平井钻井主要应用于曼维尔煤层，因为煤层少，通常为 1 ~ 2 层，

厚度大。开始试验多种方法，如，裸眼压裂（不同压裂液等）、单支水平井、多支水平井，采取不同的压裂手段等。通过前几年的实践总结，采用二维、三维地震手段探寻裂缝发育区和地应力方位，选取适合的水平井钻井方位，在曼维尔煤层应用水平井钻井技术取得突破，获得经济产量。

澳大利亚主要的煤层气钻井技术是：直井 + 水力压裂、中等半径钻井（MRD）和极短半径钻井（TRD）。不同的钻井技术结合相应的完井方式，在尽量减少风险的基础上，最大程度地降低成本，再采用压裂等措施提高采收率，实现效益的最大化。因此，在澳大利亚一般认为在深度大于 500m 时采用具有增产措施的垂直井具有明显优势，在深度小于 500m 时采用中等半径钻井更好。极短半径钻井在深度 300 ~ 700m 之间应用比较广泛，是中等半径钻井和直井的补充，尤其适用于具有多个富气煤层和煤层横向连续性较差的区域。

（2）提高煤层气采收率技术　注气开采煤层气就是向储层注入 N_2、CO_2、烟道气等气体，向煤层注入能量，改变压力传导特性和增大或保持扩散速率不变，从而达到提高采收率的目的。美国将电厂等排出的烟道气回收处理后注入煤层，试验证明可以提高煤层气产量和采收率，同时还可以减少温室气体排放。

（3）微生物增产煤层气技术　2013 年，华北油田科研人员在宝力格油田微生物采油菌种筛选、营养体系优化和跟踪检测评价等取得成效的基础上，开始向微生物开采煤层气领域“进军”。历时一年多时间，经过调研论证和优化实验，通过 8 批次正交实验设计，200 多个样品实验，在取得上千个实验数据的基础上，将微生物产生甲烷气体的含量由试验初期的 4. 1% 升高到 97. 8%，并成功进行点火实验。微生物增产煤层气技术室内试验的成功，打开煤层气增产的又一扇“窗”，为煤层气等新能源开发提供新的技术思路，为下一步现场试验提供了初步的理论依据，为华北油田后续资源储备提供强有力的手段。

3. 连续油管钻井技术

加拿大的生产区域主要在西部的阿尔伯特省。由于连续油管施工技术和煤层气液氮压裂技术两项关键技术的支持，该区域的煤层气开发发展迅猛。

20 世纪 80 年代，加拿大开始广泛应用连续油管钻井技术。目前，连续油管技术是一项很常规的技术，在加拿大许多公司都拥有这项技术。连续油管钻井技术的优势在于：可以进行欠平衡钻井，搬迁简单、经济，起下钻作业简单、费用低，更加容易处理井控，减少了卡钻事故。

4. 排采技术

煤层气的生产是通过排水采气实现的。煤层气排水采气的要求是：排液速度快，不怕井间干扰；降低井底流压，排水设备的吸液口一般都要求下到煤层以下；有可靠的防煤屑、煤粉危害的措施。

美国常用的技术主要是气举方法和管式泵磕头机等。磕头机的动力源在电网

发达区用电动机，电网不能到达地区用气井生产的煤层气带动小型燃气动力装置。其水温、气体埋深、排水量、日产气量、累计产气量，全部由自动化仪表记录。

目前澳大利亚开采煤层气排水的方法有：有杆泵、电潜泵、气举、水力喷射泵、PC 泵、雷达泵等。其中 PC 泵在澳大利亚应用非常广泛。

我国煤层气开发采用了“五段三压”排采技术、二次压裂、变排量压裂和负压抽排技术、新型数字化抽油机等，华北油田公司经过多年的煤层气研究与开发，找到了煤层气高产富集规律，掌握了影响单井产量的主控因素，通过二维、三维地震精细解释技术，确定了煤层断层和陷落柱，避免了评价选区、井位部署误入盲区。位于端氏煤矿附近的 013 井由于受煤矿开采影响，产气量从 7 000m^3/d 降为零。采取负压抽排后，产气量逐渐回升，目前上升到 5 000m^3/d。经过几年创新研究，形成了沁水高煤阶煤层气成藏理论、煤层气水平井井型结构优化设计方法等多项技术，引领了煤层气科学快速发展。采用的数字化抽油机可与其他辅助信息系统协同作业，形成智能排采系统，先进自动化技术的应用，实现了远程遥调、遥测、自动启停，报表自动生成，不仅大大减轻员工劳动强度，而且为故障井和压缩机快速恢复赢得了宝贵时间。

5. 沿煤层钻井和一体化抽采技术

该技术适用于地层倾角较陡的煤层。通过地面钻井到达煤层后，沿煤层钻进 500m 以上，只要煤层稳定性许可，也可钻进更长的进尺，煤层段采用裸眼完井。该技术还可以在煤矿区附近应用，结合巷道抽采，实现采煤采气一体化，既充分利用了资源，又解决了煤矿生产安全。该项技术是澳大利亚开发煤层气时采用的一种技术。

3.1.2.2 我国煤层气勘探开发技术的现状及与国外的差距

20 世纪 80 年代至今，我国矿井煤层气抽采工艺技术步入了自主研发的良性循环过程，引进的勘探及地面开发主体技术与装备经过消化和改良，支撑了我国煤层气地面井开发的发展，但尚未完全适应于我国的不同地质。今后几十年间，北美等国家由于页岩气的竞争而失去了创新煤层气勘探开发技术的动力，因此了解现有技术的成熟程度，分析现有技术适应性及其缺陷，是确定我国煤层气勘探与开发技术自主创新方向的基础。

1. 煤层气资源勘探技术

煤层气资源勘探技术包括地球物理、地球化学、钻探 3 类方法，以及地质分析与选区的综合技术。目前，适应于我国地质条件的煤层气钻探技术相对成熟，物探技术长足进步，地球化学探测技术尚处于萌芽阶段，地质分析与选区技术逐渐向精细化和高成功率方向发展。

（1）地球物理探测技术　地球物理探测技术包括遥感、测井和地震三大技术系列。目前，遥感解译得到的煤层气地质信息具有局限性，应用前景尚不明确。测井对于煤储层特性的精细解释尚依赖于经验，如含气量、煤质、孔隙性、吸附－解吸性、煤岩力学性质等，可靠性难以保障，需要提高现有技术的解释精度和研发新的装备。地震是快速高效开展煤层气勘探的主要方法，但对煤层结构、煤层裂隙、煤层渗透性及含气性等指标的探测仍受到装备发展水平的限制，精度和解释结果的可信性有待发展和提高。

（2）钻井成本决定着煤层气开发总体思路和规划　适用于煤层气钻进的车载钻机的集成、制造技术及应用推广，是我国今后几年煤层气勘探技术发展的重要方向。丛式井存在井下设备磨损较为严重、修井概率相对较高等不足。多分支水平井完井较为困难，对煤层条件的适应性较弱，投资风险大，技术成熟度有待进一步提高。就钻井液来看，清水的携屑能力差，井壁不易稳定，施工难度大；空气钻进难以直接应用于不稳定煤层，钻头在井底工作时易于烧钻，主要适用于目的层浅、储层压力低、地质年代老、地层较硬及裂缝发育的煤层。

（3）煤层气井取芯技术　煤层气井取芯钻进目前多采用绳索取芯钻进技术，基本上可满足国内中高煤阶煤层气勘探开发的需求。但是，低煤阶煤储层吸附能力弱，游离气比例相对较高，目前的取芯钻进技术通常导致煤层含气量测试结果失真，影响到对煤层气资源的客观评价。进一步研发成本低、操作简便的高保真取芯钻进（如保压取芯钻进）技术，对占我国资源量将近一半的低煤阶煤层气勘探尤为重要。

（4）煤层气完井方式　在我国现有的煤层气开发活动中，多分支水平井几乎全部采用裸眼洞穴完井，多数直井采用套管完井方式，裸眼系列完井要求的地质条件较为苛刻，成功实例较少。加强裸眼系列完井技术对我国地质条件适应性的研究，探索多分支水平井套管分段射孔压裂完井新技术，发展集欠平衡技术和普通直井技术于一体的千米车载钻机设备，是我国煤层气井完井技术的重要发展方向。

（5）地质研究与选区　地质研究与选区是煤层气勘探成果的集中体现。若将单井日产气量为 1 000m^3 以上视为选区成功，则我国煤层气地质选区成功率迄今只有 35% 左右。进一步加强煤层气成藏地质条件研究，将煤储层评价从静态向静态与动态开发相结合的方向发展，是进一步成熟完善我国煤层气地质选区技术的唯一途径。

2. 煤层气地面井增产技术

水力压裂是目前煤层气增产的首选方法。压裂过程及结果无法实时观测，需要通过数值模拟进行预测和通过物探手段予以监测。目前，国外建立了 4 种拟三维裂缝模型和 2 种全三维裂缝模型，国内致力于 Palmer 拟三维裂缝模型的修正和

完善。但是，煤层作为有机储层，与无机储层的压裂模拟和设计存在诸多本质上的不同，直接将常规地层压裂技术移植于煤层压裂，其针对性显然不强、适应性明显不够。

目前的裸眼洞穴完井技术对煤储层条件要求较高，我国前期在该方面的尝试既有失败的教训（如淮南矿区、晋城矿区等），也有成功实例（如寿阳韩庄区块），其地质条件适应性还需要进行更多的探讨与实践，也需要研发对地质条件适应性更强的造穴新技术。多分支水平井、U 形井等增产措施在我国得到较为广泛的应用，但前期基本全为裸眼完井，近期开展了分段压裂、喷射完井等尝试。目前，该类煤层气井的钻井、固井、完井技术难度较大，要求的地质条件较为苛刻。同时，钻进装备依赖国外引进，价格昂贵，限制了其适用范围。因此，未来应加强多分支水平井的井身结构设计优化、分支侧钻轨迹控制、煤层井壁稳定等技术的研发，加强煤储层特性对多分支水平井地质条件适应性的分析，加快其关键装备国产化的进程。

多元气体注入置换（注气开采）的增产效果明显，是我国煤层气开采技术发展的一个重要方向，但目前仅处于先导性试验阶段。未来应解决廉价气源（如混合气）问题，开发地质适应性更强的注气工艺技术，合理评价和选择适宜于注气开采的煤层及其地质条件，降低注气开采成本，逐步扩大其在我国煤层气生产中的应用范围。此外，热采、大功率重复脉冲冲击波等促进解吸技术也值得尝试与探讨。

压裂工艺及其配套技术虽然在国内得到长足发展，但仍有许多问题未能解决。煤层气水平井压裂技术尚处于引进消化阶段，尤其是多分支水平井的井身结构使得压裂难度加大。重复压裂乃至大功率冲击波振荡等可能是使老井恢复产量的可行途径，但我国尚未开展相关方面的研究。大型连续油管压裂技术是高效低成本开发我国煤层群地区煤层气资源的技术方向，但由于装备的局限性在我国尚未应用。我国许多地区煤层易破碎，具有采用深穿透射孔与高能气体压裂联用增产新技术的需求，也需要解决煤层超低渗透性、低压、低含水饱和度及吸附性较强的开发难点。

3. 煤层气地面井排采技术

我国煤层气地面井规模性开采处于起步阶段，排采时间尚短，对整个生产过程还有待于形成一套适合于我国不同地质条件特点的排采管理与技术装备体系。在煤层气井排采装备方面，有杆类技术是一种较为成熟的技术，但是，有杆泵易受出砂的影响，泵磨损严重，效率降低，装备对煤层气井的适用性和结构等尚需改进。电潜泵法和气举法对煤层气排采有其优势，也存在某些局限性，前者目前处于探索阶段，后者还未得到应用，加强这两种方法对我国不同地质条件煤层气井适应性的研究十分必要。此外，水平井、裸眼洞穴井、多井干扰、脉冲试井等

的生产动态资料目前难以获取，煤粉监控不充分，有必要加强生产动态监测手段和智能化排采技术的研究。

我国煤层气井采用定压和定产两类排采管理制度。不同井型、不同储层条件下的排采制度优化，依然是目前需要解决的关键技术问题。解决这些问题，需要深入研究排采过程中的渗流机理、煤岩应变、煤层渗透性变化和煤层气解吸的互动过程，深入探讨煤储层含水、含气饱和度及水压、气压的组合特征及分布规律，以及井间压力传递规律、煤层气开发井间干扰机理和控制因素，建立合理的煤层气流体动力学模型，研发基于煤层气解吸、渗流控制因素的定量化排采工艺技术（如煤层气逐级压降排水采气等），不断优化并建立适合我国煤储层特点的排采工作制度。

就煤层气井产能动态数值模拟而言，未来的模拟软件将以多孔多渗、多场多机理耦合、多组分模型为基础，具有处理注气提高煤层气采收率、杂质气体影响、煤层压裂裂缝以及复杂结构井开发等问题的强大功能。同时，需要发展进一步提高结果稳定性和精度的数值模拟技术。

4. 煤层气矿井抽采及煤气共采技术

目前已发展出多种煤层气矿井抽采及煤气共采技术，包括本煤层抽采、保护层抽采和采空区抽采三大类别。其中，保护层抽采属于典型的大面积卸压抽采，煤层抽采多属于“点式”或“线式”卸压抽采，效果显然不及保护层抽采。

煤炭与煤层气共采，是为满足煤矿安全生产的需求，采取特定的卸压工艺与技术措施高效地将煤炭与煤层气共同开采出来。其中，以保护层卸压和强化预抽技术为代表的区域性瓦斯治理技术称为“淮南模式”，在国内多煤层高瓦斯矿区广泛应用。我国许多地区实行单一煤层开采，井下和地面抽采 2 个独立的产业模式难以从技术上有效衔接。针对这一技术难题，近年来成功研发煤矿规划区、开拓准备区、生产区“三区”联动煤层气立体抽采工艺与配套技术，称为“晋城模式”。

未来矿井抽采技术应从以下 3 方面开展工作：

1）基于多口地面井压裂裂缝，依托矿井钻孔将地面井组压裂区贯通，增强井下孔的导流能力，实现地面抽采与矿井抽采的有机结合及煤层气的立体抽采。

2）发展井下水平长钻孔钻进技术与装备，提高煤层气的抽采率，缩短达到采煤要求的时间周期。

3）发展高负压、大管路矿井抽采技术，利用压力差的作用提高煤层气矿井抽采效率。

3.1.3 发展模式比较

3.1.3.1 美国煤层气产业发展模式

在短短的 20 年间，美国煤层气产业从无到有、从小到大，日新月异，为世

界煤层气产业的发展树立了典范。美国煤层气产业成功发展的原因有以下几个方面：

1）能源的供需矛盾为煤层气产业的形成与发展提供了机遇。能源是国民经济的基础，美国经济的飞速发展促使社会对能源的需求旺盛，但传统的能源如石油、煤炭却出现了相对枯竭的趋势，巨大的能源供给压力，使煤层气作为一种较为现实的非常规能源被列入美国政府开发新能源的议事日程。

2）丰富的资源、发达的管网等基础设施为煤层气产业的形成与发展奠定了物质基础。美国不但煤层气资源量丰富，而且有发达的天然气管网设施，煤层气可直接输往全国各地，为煤层气产业的形成与发展奠定了物质基础。

3）煤层气开发利用的巨大的综合效益为煤层气产业的形成与发展提供了可能。煤层气的抽采利用，可以大大削减一些深井和高瓦斯矿井的通风费用，提高煤炭开采的效率。煤层气产业的发展，不但自身可以创造巨大的经济效益，而且带动了与煤层气配套的勘探、机械制造等产业发展，拉动了就业，产生了良好的社会效益。

4）政府的鼓励政策为煤层气产业的形成与发展创造了良好的环境。为支持新兴煤层气产业迅速发展起来，美国政府出台了一系列鼓励与扶持政策，为其快速发展创造了良好的环境。

①环境政策。为减少甲烷的排放，美国制定了强制性的技术标准，核准采煤企业在采煤过程中的甲烷排放量或必须达到的抽采率；企业必须预先支付一笔抵押金，由政府依据其煤层气利用情况予以返还；同时利用征收的排污费建立煤层气开发利用补贴基金。

②技术援助。煤层气与常规天然气的生产过程是不同的，技术风险非常大。为了扶持煤层气产业的发展，以美国能源部、环保局和天然气研究所为代表的政府机构，先后投入 60 多亿美元支持有关研究机构和技术咨询公司开展了大量的煤层气科学研究和试验工作，很快形成了有效指导煤层气勘探开发的理论基础和工艺技术。

③资金支持。与常规天然气相比，煤层气单井产量低、生产周期长、初期投入大、投资风险高，为鼓励企业投资煤层气生产、加工和销售，美国出台了各项法规和政策，以减少企业对投资煤层气所承担的金融风险：如电力部门从用煤改为用煤层气，减少二氧化碳的排放，可得到优惠贷款；农业部、商务部和中小企业管理局都可以为煤层气项目提供优惠贷款。各种优惠措施刺激和调动了企业投资煤层气项目的积极性。

④税收优惠。对美国煤层气产业发展起决定作用的政策莫过于赫赫有名的《原油意外获利法》，其中“第 29 条”非常规能源开发税收补贴政策，用单位产量的所得税补贴值形式表示，补贴值随着产量的增加而增加，并随着通货膨胀系

数的变化而调整。“第 29 条”使企业从中获得了巨大的经济利益，使煤层气产业具备了较强的竞争能力，美国的煤层气产业由此进入了快速发展的阶段，产量从 1983 年的 1.7 亿 m^3 猛增到 2000 年的 38.3 亿 m^3。

⑤市场化定价策略。开放的市场定价可以保障天然气市场的供需平衡，促进天然气工业的健康发展。美国政府调控下的煤层气价格开放政策、煤层气用户政府补贴政策促进了煤层气的开发利用。

⑥开放的管道政策。美国具备发达的天然气管网系统，管道公司只能从事输送服务，不能对天然气购销市场进行控制，运输容量的价格由市场决定。开放的管道政策完善了煤层气生产商的销售网络，提高了煤层气的井口价。

3.1.3.2 加拿大煤层气产业发展模式

加拿大煤层气工业的高速发展对我国的煤层气发展具有很大的借鉴意义，值得我们认真学习和思索。加拿大煤层气的成功开发源于对煤层气储层本身和地质条件的深入研究和认识，然后研究开发适用的煤层气开发技术。

加拿大针对西部沉积盆地煤层层数多、马蹄谷组煤层为“干煤”的特点，发明了连续油管钻井、连续油管大排量氮气泡沫压裂技术，不仅缩短完井周期，节约了成本，而且有效地提高了单井产量。这种技术是借鉴于浅层天然气开采技术，不同于美国的现有技术，是对煤层气开发技术的重大贡献。

同样，对于曼恩维尔组，由于存在较大水产量，含咸水，深度较大，煤层渗透率低的特点，有关公司和机构积极进行了研究和试验，采取措施探索该煤储层的吸附－解吸机理、储层模型的校正、煤层气增产改造措施、水处理技术等，选择有利区块进行商业化开发的先导性试验，扎扎实实地对地质条件、储层特性、评价技术、增产改造技术等一些煤层气开发技术和评价技术进行了研究试验，获得了经济可行的开发技术。

加拿大石油工业下游基础设施完善，直接降低了煤层气开发投资成本，改善了市场条件。加拿大属于北美经济圈，石油天然气管线发达，市场需求旺盛。发达的管网设施，为煤层气商业化生产提供了便利的条件。

3.1.3.3 澳大利亚煤层气产业发展模式

澳大利亚是最早开展煤矿区煤层气抽采和利用的国家之一。政府一直大力支持煤层气抽采技术的理论研究，并提供大量资金开展低浓度瓦斯的利用技术研发，同时设立和颁布科研项目计划，鼓励开展和实施煤层气抽放和利用项目。目前抽采的煤层气已用于燃料、发电和生产甲醇。阿平矿煤层气发电项目是澳大利亚最大规模的温室气体减排项目之一，装机容量为 94 × 1MW，整套系统利用矿井通风瓦斯作为燃烧气。该项目自 1996 年开始满负荷运行，每年减排 CO_2 当量近 300 万 t。

（1）加大煤层气勘探开发的投入　丰富的煤层气资源是产业发展的基础。

煤层气资源地距离东海岸人口密集区近，潜在消费市场巨大，成为煤层气产业快速发展重要促进因素。澳大利亚政府十分重视煤层气这一洁净能源的开发。2000—2001 年度仅昆士兰的鲍恩盆地用于煤层气勘探费用就达 4 440 万美元，占该盆地全部 1.2 亿美元勘探费的 37%。

（2）出台煤层气优先开发配套政策　煤层气开发优先于煤炭开采的产业政策以及确保煤矿生产安全的强制性法律法规促进了煤层气的产业化发展。

1997 年，为了加强对煤层气的开发与管理，昆士兰州政府出台了一系列规定与措施，主要包括：煤层气的开采权受 1989 年的《矿产资源法》和 1923 年的《石油法》保护；煤层气的产权管理保持与石油完全一致；现有的石油和煤炭租赁区内以及租赁申请区都将授权进行煤层气的开采；在租赁申请方面，煤层气和煤炭开采将享有同等的优先进入权；在矿权审批时，将以垂向上的深度划分矿权，以避免地表矿权申请的冲突；当煤层气作为煤矿开采的副产品用于当地煤矿的发电时，将免交矿区使用费；煤炭与煤层气在地面允许同时作业，但应尽量避免相互间的干扰。

此外，昆士兰州政府颁布了《昆士兰能源政策——清洁能源政策》，要求燃气发电量占发电总量的 13%，大大激励了煤层气的勘探开发。特别是要求煤层中的瓦斯含量必须降到 $3m^3/t$ 以下，才能进行煤炭开采，从而保证了“先采气、后采煤”的实施，有利于煤矿的安全生产，促进了煤层气开采的发展。目前，煤层气的开发利用已经成为昆士兰石油和天然气工业的基本组成部分。

（3）注重技术创新　澳大利亚在短短的 4 年内煤层气产量快速增长，得益于技术创新。悉尼盆地煤层的渗透率比美国差，BHPB 公司没有照搬美国的一些成熟技术，而是针对本区块不同的地质条件研究开发适用煤层气储层特点的钻井技术。针对澳大利亚 Bowen 盆地煤层渗透率低、煤层易垮塌及产出煤粉等特点，Arrow 公司发明了 V 形井系列技术，不仅解决了制约 Bowen 盆地煤层气开发的瓶颈技术难题，节约了成本，而且有效地提高了单井产量，形成了低成本开发技术系列。

这种技术不同于美国现有的煤层气多分支水平井技术，对煤层气开发技术是一个重大贡献。

（4）降低单井成本　由于煤层气与常规天然气比较，产量一般偏低，前期投入大，地面建设费用也高，澳大利亚煤层气作业者 BHBP 公司采用各种措施，最大限度降低单井成本。他们在研制开发了一系列新技术提高产量和效率的同时，还通过将煤层气产品加工转化发电的方式，避开了直接销售煤层气带来的效益低下的矛盾，拉长了产业链，提高了企业效益。

3.1.3.4　我国煤层气产业发展模式

尽管我国和国外的煤层气产业发展条件存在着许多差异，但由于国外煤层气

产业起步早，技术成熟，它将从技术、管理与政策各方面影响我国煤层气产业的发展。因此，研究国外的煤层气产业对发展我国的煤层气产业具有非常重要的借鉴意义。现将国外煤层气产业大国开发成功的经验总结如下：

（1）丰富的资源是煤层气产业发展的物质基础　只有具有丰富的煤层气资源，才能支撑大规模的商业化开发利用，从而形成煤层气产业。从主要煤层气生产国来看，美国、加拿大和澳大利亚均为世界上拥有煤层气资源最多的国家。

（2）不断增长的天然气需求是煤层气产业发展的市场保障　从主要煤层气生产国来看，天然气消费量及其在能源消费结构中的比重均较大，开采出的煤层气不存在销售困难，这正是刺激煤层气开发，推动煤层气产业发展的重要原因之一。

（3）发达的基础设施及开放准入政策是煤层气产业发展的条件　美国的煤层气产业得以成功的一个重要原因是美国具有非常发达的天然气输送管网，这正是我国最薄弱的环节。因此，我国一方面应加强对管道等基础设施建设的投资，另一方面应加强对煤层气市场利用的引导。

（4）理论研究和技术开发是煤层气产业发展的关键支撑　煤层气产业是技术密集型产业，而且煤层气的赋存、生产过程与常规天然气完全不同，研究有针对性的煤层气开发理论和技术对煤层气的开发至关重要。

（5）鼓励政策是促进煤层气产业发展的引导力量　从美国煤层气产业的成功经验看，这个新兴产业的发展初期必须依靠政府的大力扶持，从政策上提供宽松而优惠的投资环境。以常规天然气为比照标准，及时出台优于常规天然气开发的扶持政策，为煤层气开发利用创造公平的市场条件，是吸引中、外企业投资煤层气开发的有效战略措施。

（6）健全的法律法规是煤层气产业发展的依托　煤层气具有与煤炭资源共生共存的特点，煤层气和煤炭的矿权取得容易发生冲突，需要得到有效的协调。通过立法保证煤层气投资者的合法权益，可以加强政府宏观管理，提高投资者的积极性，最终促进煤层气产业的健康、有序和快速发展。

我国可以通过引进或技术服务方式获得先进的钻采技术，不断提高单井产能，如在高煤阶区域引进水平分支井技术等。我国在直接引用国外相关理论和技术的同时，也需要通过技术突破和创新，自主研发适合我国地质条件的煤层气勘探开发关键技术，提高产量和采收率。

3.1.4　发展环境比较

3.1.4.1　美国煤层气勘探开发环境

美国的煤层气主要产出于宾夕法尼亚系、白垩系和三叠系，美国最早的实验区是在黑勇士盆地和圣胡安盆地。在 1995 年，90% 以上的煤层气产自于阿拉巴马黑勇士盆地的宾夕法尼亚系地层和科罗拉多与新墨西哥圣胡安盆地的白垩系地

层。随着现代勘探开发技术的成功推广，目前美国的 17 个盆地都有煤层气产出，但主要产量来自圣胡安盆地、粉河盆地和黑勇士盆地。

美国煤层气产业能够迅速发展，主要得益于政府在煤层气产业发展初期的宏观调控政策，特别是卓有成效的财政支持和政策激励。

1. 税收补贴政策

美国政府于 1980 年颁布的《能源意外获利法》第 29 条非常规能源开发税收补贴政策，使煤层气成为政府鼓励和支持的主要清洁气体能源。最初规定，煤层气的税收优惠政策适用期为 10 年，即 1980 年 1 月 1 日到 1989 年年底。

为保障煤层气产业的迅速发展，1988 年美国政府把该项优惠政策的截止日期延迟到 1990 年年底。后来美国政府又第二次把截止日期推迟到 1992 年年底，即在 1980 年 1 月 1 日至 1992 年 12 月 31 日之间钻探的井中生产出的煤层气，在 2003 年 1 月 1 日以前都可以享受到第 29 条税收政策规定的补贴，使该政策优惠期达 23 年。

这种税收补贴值，随着产量的增加而增加，随着通货膨胀系数的变化而调整。如 1982 年每生产 $1m^3$ 煤层气，政府补贴 2.82 美分，当时煤层气售价约 5.8 美分；1990 年每生产和销售 1MBtu（1Btu = 1.055kJ）的非常规天然气，平均补贴约 1.385 美元，煤层气是当时获得最高补贴的一种非常规能源。自 1980 年该法规出台以后的 10 年内，美国黑勇士盆地煤层气开采所得到的税收补贴约 2.7 亿美元，圣胡安盆地获得的税收补贴为 8.6 亿美元。

2. 实施天然气管道的市场开放政策

煤层气的销售主要是通过管道输送到各类用户，因此天然气管道政策直接影响着煤层气产业的形成与发展，是制约煤层气产业发展的重要政策因素。美国拥有完善的全国性天然气管道系统，生产的煤层气主要通过天然气管道供应各类用户。因此，有关天然气管道输送的政策对煤层气产业具有直接影响。

美国联邦能源管理委员会颁布的第 636 号法令和天然气工业的变化给煤层气生产商带来的机会主要体现在以下几个方面：煤层气生产商可拥有多种选择来出售煤层气。大多数矿区靠近主要的天然气消费区和市场，因此，煤层气生产商可通过市场中间商销售煤层气，或直接销售给附近市场的分销商和终端用户。由于存在运输容量二级市场和普遍开放规定，煤层气生产商可以自由地将煤层气输入天然气管道。煤层气生产商能获得较高的煤层气井口价。

3. 多项法规促进了煤层气产业的发展

美国政府先后出台《能源政策法》《能源意外获利法》《气候变化行动计划》等，从客观上、法律上鼓励、支持煤层气的开发利用。

就煤层气的生产实践而言，法律保障十分重要。只有通过立法才能保证煤层

气投资者的合法权益，从而提高煤层气投资者的积极性，最终促进煤层气产量的提高。美国联邦政府和州政府在煤层气勘探开发过程中的管理作用主要以颁布法律、法规的形式体现出来。1983 年，阿拉巴马州颁布了煤层气产业法规，是最早颁布煤层气产业法规的美国州政府；1990 年，弗吉尼亚州颁布了煤层气法规；1994 年，西弗吉尼亚州也颁布了煤层气法规。在阿拉巴马州和弗吉尼亚州颁布煤层气法规后，这两个州的煤层气产量大幅度上升，由此产生的经济效益和社会效益非常明显；而没有颁布煤层气产业法规的宾西法尼亚州和西弗吉尼亚州，虽然其可采煤层气资源是阿拉巴马州的 4 倍，但 1996 年阿拉巴马州的煤层气产量却是宾西法尼亚州和西弗吉尼亚州总产量的 100 倍还要多，这说明煤层气产业的快速健康发展离不开政府的宏观管理和相应的法规支持。

3.1.4.2 加拿大煤层气勘探开发环境

加拿大煤层气资源很丰富，加拿大 17 个盆地和含煤区煤层气资源量为 17.9 万亿 ~76 万亿 m^3，其中，阿尔伯达省是加拿大最主要的煤层气资源区。据阿尔伯达地质调查估计，阿尔伯达地下煤层拥有煤层气 15.4 万亿 m^3，最终可回收量为 2.1 万亿 m^3。因为加拿大西部地区煤层气开发有巨大潜力，所以加拿大煤层气勘探开发工作主要集中在西部。西部的阿尔伯塔省及大不列颠哥伦比亚省的丘陵地区，煤层厚度大且含气量高。

加拿大与美国、澳大利亚一样都是联邦制国家，根据加拿大宪法，矿产资源管理权由联邦政府与省政府分享。联邦政府负责沿海大陆架的矿产资源的管理、全国铀矿资源的统一管理以及印第安保留地、国家公园的公有土地内的矿产资源的管理，省内的矿产资源归当地省政府管理。

加拿大新斯科舍省和哥伦比亚省分别在《石油资源法》和《煤层气法案》中界定煤层气是一种气体资源，而不是煤炭的附属物，煤矿主无权从地面开采煤层气。加拿大矿业权的管理权主要属于省政府。目前，政府对矿业权的管理简单而透明。

在加拿大，首先获取矿权的往往是个人或小矿业公司。小公司由于资金有限，只做一些初步的勘探工作，一旦发现矿体，便将矿权转让给大的矿业公司。现在，大矿业公司越来越依赖于从小矿业公司收购矿权。政府不干预矿权转让。

加拿大政府对煤层气资源十分重视，相关政策法规较多。主要包括：《能源管理法》《石油和天然气作业法》《环境评价法》《石油资源法》等。除此之外，加拿大国家能源委员会制定了《天然气管道统一会计条例》《陆上石油天然气管道条例》《跨国电力线条例》《国家能源委员会替代服务条例》《石油管道统一会计条例》《石油产品牌号监管条例》《管道穿跨条例》等 70 多项具有法律效力并与相关大法配套的规章。

3.1.4.3 澳大利亚煤层气勘探开发环境

澳大利亚估算煤层气资源量为 8 万亿 ~ 14 万亿 m^3。澳大利亚的煤盆地主要分布在东部沿海地区，煤层气的开发和利用具有巨大的潜在市场。澳大利亚的煤盆地主要是在东部的四个二叠纪煤盆地：①鲍恩盆地，该区煤层渗透率低和水平应力高，估算的煤层气资源量为 4 万亿 m^3。②悉尼盆地，该盆地是最大煤层气潜在地区，煤层气资源量约为 4 万亿 m^3。③加里里盆地，面积 14 万 km^2。④莫尔顿—苏拉特盆地，面积 30 万 km^2，具有煤层气潜力。目前，澳大利亚的煤层气开发和试验工作主要在新南威尔士州和昆士兰州。澳大利亚的煤层气勘探开发以井下定向井开发为主。在煤层气开采、煤矿通风等方面，澳大利亚积累了丰富的经验。澳大利亚在煤层气和瓦斯抽放项目中优先引进和推广从地表到煤层的水平钻井技术、斜交钻井和地面采空区垂直钻孔抽放技术。

澳大利亚政府将煤层气作为独立矿种发放勘探与开采许可证，并运用专项法律和独立产业激励政策规制煤层气产业，包括煤层气开采的规范管理。

2005 年以前澳大利亚实行的都是联邦和州（或地区）两级管理体制，特别是石油天然气储量丰富的西澳大利亚州、维多利亚州及北部地区，政府对油气资源开发拥有实际的管理权。

澳大利亚涉及煤层气方面的现行法律法规主要有：《石油（水底陆地）立法修正法案和说明》（1999 年）、《石油资源租赁税法》（1987 年）、《石油资源租赁税评估法令》（1987 年）、《联合作业标准协议》（1987 年）、《海洋和水下陆地法令》（1973 年）、《石油法》（1970 年）、《石油（水下陆地）法令》（1967 年）。

值得注意的是自 20 世纪 80 年代以来，澳大利亚政府对《石油法》进行了多方面的修改，涉及范围包括地面设施许可证、管线许可证、勘探权授予和交接、勘探许可证更新、管道规范、钻井范围界定、数据公开和地震数据。

3.1.4.4 我国煤层气勘探开发环境

随着煤层气的勘探、开采技术突飞猛进的发展，原本开发难度大、开发成本高、储存收集难的煤层气资源逐渐进入人们的视野，成为未来“常规能源的重要战略性补充”。然而在经济发展呈现低速增长的“新常态”下，我国煤层气产业的发展将会面对结构性和市场环境的制约，仅靠市场机制的作用难以实现，必须发挥国家产业政策的引导作用，促进产业发展。

1. 煤层气勘探开发相关政策

（1）《关于煤层气勘探开发行动计划的通知》 2015 年 2 月 3 日，国家能源局发布《煤层气勘探开发行动计划》（以下简称《计划》），明确 2015 年及“十三五”时期我国煤层气产业发展指导思想、目标、布局、主要任务和保障措施。

《计划》提出，到2020年，我国将新增煤层气探明地质储量1万亿m^3；煤层气（煤矿瓦斯）抽采量力争达到400亿m^3，其中地面开发200亿m^3，基本全部利用，煤矿瓦斯抽采200亿m^3，利用率60%以上；建成3~4个煤层气产业化基地，重点煤矿区基本形成煤层气与煤矿瓦斯共采格局。

《计划》明确了今后一段时期我国煤层气（煤矿瓦斯）开发利用的重点任务。一是分区域分层次开展勘探，加快沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘勘探，推进新疆、云贵等地区勘探，加强煤矿区资源综合勘查，形成规模探明储量；二是加快煤层气地面开发，建成沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘产业化基地，在准噶尔、鄂尔多斯等地区建设一批示范工程，突破低煤阶、深部煤层等复杂地质条件煤层气开发，大幅提高煤层气产量；三是加强煤矿瓦斯规模化抽采，建设一批抽采利用规模化矿区和瓦斯治理示范矿井，全面推进瓦斯先抽后采、抽采达标；四是完善利用基础设施，根据资源分布和市场需求，统筹建设区域性输气管道，因地制宜建设一批压缩、液化站，推广低浓度瓦斯发电；五是强化科技创新，开展煤层气富集规律等基础理论研究，加快煤层气勘探开发关键技术装备研发，发布一批行业重要标准规范。

为确保发展目标和任务顺利完成，实现煤层气产业跨越式发展，《计划》还有针对性地提出了四条保障措施。一是强化行业发展指导管理，加强煤矿瓦斯防治机构建设，发布实施煤层气开发利用管理办法，强化事中事后监管。二是出台完善扶持政策，严格落实煤层气市场定价机制，研究提高煤层气开发财政补贴标准，制定低浓度瓦斯利用鼓励政策，督促天然气基础设施公平开放。三是加大勘探开发投入，继续安排中央预算内投资支持煤层气（煤矿瓦斯）开发利用，研究提高煤层气最低勘查投入标准，鼓励社会资本参与勘探开发和基础设施建设。四是完善资源协调开发机制，推进山西省煤层气和煤炭资源管理试点工作，优化煤层气、煤炭资源勘查开发布局和时序，妥善解决矿业权重叠问题。

（2）《关于理顺非居民用天然气价格的通知》　2015年发改委下发《关于理顺非居民用天然气价格的通知》，自2015年4月1日起，各省增量气最高门站价格每立方米下降0.44元，存量气最高门站价格每立方米上调0.04元，从而实现增量气和存量气价格并轨。国家发展改革委相关负责人表示，并轨后，天然气不存有增量气、存量气价格之差，基本理顺非居民用气价格，天然气价格改革完成破冰之旅。这是我国首次大幅下调天然气价格。随着天然气价格的下调，下游企业将首先受益，而作为天然气一级供应商的“三桶油”的利润也随之被削减。

根据国家发展改革委规划，天然气价格改革的最终目标是完全放开气源价格，政府只监管具有自然垄断性质的管道运输价格和配气价格。因此，可以预料的是，未来天然气价格将形成市场化定价规律，政府会逐步放开价格管控权，实现上下游的市场交易。

此次价格的调整是在2011年广东、广西天然气价格试点改革和2013年天然气价格调整的基础上提出的，重点是为了落实党的十八届三中全会精神，进一步利用价格杠杆促进天然气资源开发和引进，提高天然气供应能力，引导资源合理配置。此次调整基本完成了我国天然气定价机制由“成本加成法”向“市场净回值法”的过渡，也进一步推进了2015年存量气与增量气门站价格并轨目标的实现。此外，这次调价方案中居民门站用气价格不作调整，因此对居民生活和价格总水平没有直接影响。对用气工业企业，用气成本会有所上升，这有利于促进产业结构调整，加快淘汰部分落后产能。而且，由于调整后的气价与燃料油和液化石油气等可替代能源价格相比，仍具有竞争力，因此，气价调整对工业企业整体影响有限。总之，此次调整是为了达成2016年存量气价与增量气价并轨、分步理顺存量气价格目标而迈出的第二步，因而对于调动天然气生产企业的积极性意义重大，也是克服我国天然气发展瓶颈的重要举措之一。

（3）《关于进一步加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的意见》　国务院办公厅2013年发布《关于进一步加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的意见》，提出进一步加大政策扶持力度，加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用。

《意见》明确：强化中央财政奖励资金引导扶持。落实煤炭行业淘汰落后产能及小煤矿整顿关闭扶持政策，安排中央财政奖励资金重点支持关闭高瓦斯和煤与瓦斯突出小煤矿，加快推进煤炭产业结构调整和煤矿企业兼并重组。落实煤炭生产安全费用提取政策。煤矿企业应严格按照国家有关规定，根据煤矿瓦斯等灾害治理的实际需要，科学合理确定煤炭生产安全费用提取标准，并确保提取到位、专款专用，年度结余资金可结转下年度使用。

《意见》强调：落实煤层气市场定价机制。各地要严格落实放开煤层气（煤矿瓦斯）出厂价格政策，已纳入地方政府管理的要尽快放开价格，未进入城市公共管网的销售价格由供需双方协商定价，进入城市公共管网的煤层气（煤矿瓦斯）销售价格按不低于同等热值天然气价格确定。支持煤层气发电上网。煤矿企业利用煤层气（煤矿瓦斯）发电优先自发自用，富余电量需要上网的，由电网企业全部收购。

《意见》提出：建立勘查开发约束机制。新设煤层气或煤炭探矿权，必须符合矿产资源、煤层气开发利用等规划，并对煤层气、煤炭资源进行综合勘查、评价和储量评审备案。

（4）《关于加快推进煤层气产业发展的若干意见》　2013年山西省政府下发《关于加快推进煤层气产业发展的若干意见》提出：到“十二五”末，山西实现地面煤层气总产能195亿 m^3，煤矿瓦斯抽采量52亿 m^3，全省管线总里程突破1万km，管网实现4个全覆盖，即119个县（市、区）全覆盖、重点工业用户全覆盖、重点旅游区全覆盖、重点镇全覆盖，气化人口2 000万人。到2020年，地

面煤层气总产能力争达400亿m^3，全省管线总里程突破1.5万km，气化人口基本实现全覆盖。

为此，着力打造“11265”煤层气产业开发布局，即：组建一个具有国际水平的煤层气综合研发机构；设立一个煤层气矿权改革试点区；建设太原、晋城两个煤层气装备制造业基地；形成六大煤层气勘探开发基地：河曲—保德、临县—兴县、永和—大宁—吉县、沁南、沁北、三交—柳林；构建五大瓦斯抽采利用园区：晋城矿区、阳泉矿区、潞安矿区、西山矿区和离柳矿区。

在完善“三纵十一横”管网布局的基础上，结合全省城镇规划布局，大力构建“一核一圈多环”管网格局，即：围绕太原榆次同城化，建设大太原外环管网（一核）；以“东纵”、“西纵”管线为基础，以长治—临汾、保德—原平两横管线为连接，构建省级气源调配大环网（一圈）；在全省11个设区市建设环城输（储）气管网（多环），形成覆盖全省的大燃气网。

增强经济能源的利用是国家层面作出的重大决定，各地方政府都应积极响应，山西省在煤炭行业调整方面已经做出表率，陕西、内蒙古、新疆等地也应积极呼应。建设新型煤化工项目已经成为煤企转型的重要手段，煤制气、煤制油、煤制烯烃等项目都将成为投资的热点。

目前国内形势相比于几年前有很大变化，对煤制天然气非常有利。一来国家要求在“十二五”末期建立起天然气市场价格机制，天然气价格上涨是必然趋势，同时，国际煤炭价格不断下降，加上国内“缺气”情况较突出，因此，国家对煤制天然气项目审批显然进入了相对宽松的阶段。

2. 煤层气勘探开发利用其他政策

（1）《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》　国务院办公厅印发了《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》，坚持“节约、清洁、安全”的战略方针，加快构建清洁、高效、安全、可持续的现代能源体系。重点实施四大战略：

1）节约优先战略。把节约优先贯穿于经济社会及能源发展的全过程，集约高效开发能源，科学合理使用能源，大力提高能源效率，加快调整和优化经济结构，推进重点领域和关键环节节能，合理控制能源消费总量，以较少的能源消费支撑经济社会较快发展。到2020年，一次能源消费总量控制在48亿t标准煤左右，煤炭消费总量控制在42亿t左右。

2）立足国内战略。坚持立足国内，将国内供应作为保障能源安全的主渠道，牢牢掌握能源安全主动权。到2020年，基本形成比较完善的能源安全保障体系。国内一次能源生产总量达到42亿t标准煤，能源自给能力保持在85%左右，石油储采比提高到14～15，能源储备应急体系基本建成。

3）绿色低碳战略。着力优化能源结构，把发展清洁低碳能源作为调整能源

结构的主攻方向。到2020年，非化石能源占一次能源消费比重达到15%，天然气比重达到10%以上，煤炭消费比重控制在62%以内。

4）创新驱动战略。深化能源体制改革，加快重点领域和关键环节改革步伐，完善能源科学发展体制机制，充分发挥市场在能源资源配置中的决定性作用。到2020年，基本形成统一开放竞争有序的现代能源市场体系。

（2）《促进煤炭安全绿色开发和清洁高效利用的意见》 《促进煤炭安全绿色开发和清洁高效利用的意见》指出，到2020年，我国煤层气（煤矿瓦斯）目标产量400亿m^3，其中地面开发200亿m^3。相比此前的“十二五”规划和2014年11月公布的《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》，目标不降反升。

这无疑是国家对鼓励支持煤层气行业发展的又一次表态。仿佛一剂强心针，让仍在咬牙坚持的企业平添一份动力，也让市场对未来几年煤层气行业的产能释放心生期待。

（3）《煤层气勘探行动计划》和《循环经济发展战略及近期行动计划》 2015年煤层气抽采量达到179亿m^3，利用量达到83亿m^3。煤层气投资再次受到业界关注。《煤层气勘探行动计划》总体要求为：以资源高效循环利用为核心，着力构建循环型产业体系，推动区域和社会层面循环经济发展；以推广循环经济典型模式为抓手提升重点领域循环经济发展水平；大力传播循环经济理念，推行绿色生活方式；加强政策和制度供给，营造公开公平公正的政策和市场环境，进一步发挥循环经济在经济转型升级中的作用，努力完成“十二五”规划纲要提出的循环经济各项目标，以及《循环经济发展战略及近期行动计划》提出的目标任务。

在深化循环型工业体系建设方面，《循环经济发展战略及近期行动计划》提出推行绿色开采。以提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率为目标，研究制定煤炭、铁矿石、有色、稀土等矿产绿色开采行动计划；推行绿色矿山建设标准，完善充填开采计量和效果评价等技术标准，加强先进充填工艺、装备的研发和应用。组织实施《煤层气勘探行动计划》，建设沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘煤层气产业化基地，推进煤矿瓦斯抽采利用规模化矿区建设，鼓励采用煤与瓦斯共采方式，推广低浓度瓦斯发电，提高煤层气利用水平。

（4）《关于促进煤炭工业科学发展的指导意见》 国家能源局2015年3月印发《关于促进煤炭工业科学发展的指导意见》，提出优化煤炭开发布局、调整煤炭产业结构等十条措施助力煤炭业脱困。其中针对煤层气，提出落实财政补贴、税费扶持、市场定价等政策措施，引导各类所有制企业参与煤层气勘探开发。

3.2 我国煤层气产业发展存在的主要问题

国土资源部数据显示，全球浅埋于2 000m的煤层气资源量约为240万亿m^3。

我国仅次于俄罗斯和加拿大，是世界第三大煤层气储藏国，但实际开采情况却不尽如人意，煤层气发展依然面临很多问题。

3.2.1 观念问题

目前我国煤层气开发存在十大误区，只有转变观念、提高认识，才能有利于煤层气产业的发展。

误区一是盲目乐观，认为煤层气开发非常容易，只要打井就能出气，然后就可以赚钱。其实不是这样。目前全国探明储量只占资源量的千分之三，处于非常低的水平，原因是我国煤层特殊的“三低”（低压、低饱和、低渗透）地质条件，需要适合我国地质特点的技术攻关，因此，国家还成立了研究中心。目前，我国只是沁水南部地区具备开发的条件，还有许多地区需要大量勘探工作，盲目投资只会造成浪费。

误区二是盲目悲观，认为技术难，地面上难以抽采，井下抽采不好利用，难以形成产业化。根据几年来的经验，常规抽采的技术问题已经解决，在我国已探明的储量区产业化是有可能实现的。

误区三是煤层气只作为煤矿安全治理的手段，而不是一个独立的矿种。在我国几千年采煤史中，煤层气一直被视为有害气体，其实这种与煤共生的气体，和天然气的发热量相当，甚至更洁净，应作为宝贵资源。目前煤层气的资源量超过了陆上天然气，应统一开发。

误区四是认为煤层气开发是亏损的，只应由煤矿企业利用安全技术资金来开发。煤炭企业治理瓦斯只是从安全角度出发，不考虑经济效益，单井产量低，大约是专业煤层气开发企业产量的一半。

误区五是煤层气应以瓦斯治理为主，不应作为资源开发。煤层气公司是盈利的，而煤矿企业治理不以盈利为目的。既然是资源开发，煤层气开发应该有利可图，才能进一步促进煤层气产业的形成和发展，就应该以盈利为目的，利益引导。

误区六是煤层气开发应该以煤矿企业为主体。按照国家计划，2015 年我国煤层气产量达到 300 亿 m^3，2020 年达到 500 亿 m^3，上下游至少需要投入 1 万亿元。如此大的投入，需要社会各方合作共同投入，相互协调共图发展大计，否则难以成事。

误区七是存在两种偏颇观点。一种观点认为煤层气开发风险大，只要引入外资从事风险勘探即可；另一种观点是认为煤层气属于重要资源，有利可图，我们自己开发，不应让外国人来赚中国人的钱。上述两种观点都非常偏颇。煤层气开发巨大的资金和技术缺口，需要通过开放来引进国外的技术资金，带动国内产业提升。

误区八是煤层气和煤共生，认为一切应以煤炭开采为中心。根据国家政策，

应贯彻先抽后采，使采煤采气协调发展，而且这样更有利于安全，有利于增加能源供给。要转变重煤轻气的思想。

误区九是认为对外合作影响煤炭企业开采煤层气。事实上对外合作签署的作业区块只占全国煤层气总资源量的 10% 左右，而且不影响煤炭企业的自营勘探行为，更不影响煤炭生产。

误区十是许多地方认为煤层气是地方资源，地方应优先，甚至提出政府限价。这些地方意识不符合中央规定，有损国家的整体利益。

3.2.2 行业问题

（1）对煤层气开发利用认识不足，战略定位不清晰　政府和企业对煤层气开发利用认识始终停留在为煤矿安全生产服务的附属地位，定位于消纳煤矿安全隐患及资源综合利用上，未能真正将其看作新能源、新产业。大多以煤炭开采为主、煤层气开采为辅，存在“先采煤，后采气”“先抽后采”不主动或“只抽不用”的被动、消极现象。煤层气开发利用不能单纯看作资源综合利用、煤炭生产副产品或煤矿瓦斯治理项目，应被看作是一个关系国家能源工业科学发展的基础产业。

（2）缺乏有力的扶持政策　地面开发煤层气初期投入高、产出周期长、投资回收慢。由于政府和企业未在产业政策、资金投入、技术研发等方面给予足够重视，缺乏煤层气产业扶持政策，致使资源勘探投入不足，资源评价不适应开发需求；煤层气开发企业在产业发展初期积极性不高；煤矿企业利用瓦斯处于亏损状态，重抽采轻利用，矿井平均瓦斯利用率仅在 30% 左右。

（3）缺乏统一管理与部署　国家与地方政府关于煤层气发展规划及相关的法律法规相对滞后，资源勘探开发缺乏系统性，进入煤层气勘探领域的单位（部门）互相封闭信息和资料，各自规划，存在抢地盘、占区块的现象，导致我国煤层气开发布局上不合理、随意而无序。央企占有煤层气区块多，勘探投入很小，进展缓慢，登记面积过大，阻碍了地方企业的积极性，降低了煤层气研究开发的发展速度。

（4）基础理论研究和技术创新不够　我国煤田地质条件复杂，治理和利用瓦斯难度大，从理论和技术方面都存在许多关键性难题，如对煤与瓦斯突出机理还没有根本认识，一些公益性、前瞻性、基础性、共性关键技术与装备等安全技术研究，从人才、基础设施到资金都缺乏必要的支撑，特别是社会公益性研究被大大削弱，瓦斯治理和利用等方面的技术研究和创新进展缓慢。

（5）煤矿瓦斯抽采难度增大　我国高瓦斯矿井多，尤其在安徽、河南、山西、江西、湖南、贵州、四川、重庆等省市，煤层瓦斯含量高、压力大、透气性差、抽采难度大。目前，国有重点煤矿矿井平均开采深度约 420m，开采深度超过 1 000m 的有开滦赵各庄、新汶孙村和华丰矿、攀枝花小宝鼎和大宝鼎等 10 余

处。随着矿井开采深度加大，地应力和瓦斯压力增加，瓦斯抽采难度进一步增大。

（6）煤层气和煤炭矿业权重叠　煤层气和煤炭是同一储层的共生矿产资源。目前，由于部门之间、企业之间不协调，造成煤层气开采权和煤炭开采权设置重叠，一些地方煤层气抽采与煤炭开采不协调，既不利于调动各方面参与煤层气开发利用的积极性，也影响了煤炭产业的发展。目前，煤炭和煤层气两种矿业权存在的法律障碍与实际矛盾，使采煤采气一体化和煤层气开发利用受到了严重困扰。

（7）煤层气（煤矿瓦斯）利用受限制　目前，煤层气（煤矿瓦斯）利用受到诸多因素制约。主要有：在煤层气开发区域，没有与之相配套的长输管线，致使开发与市场脱节，出现“点天灯”现象；缺乏低浓度瓦斯的安全输送和利用技术，大量低浓度瓦斯只能稀释后排空；瓦斯发电上网难、入网价格低，发电企业无利可图，限制了矿井瓦斯抽采利用；煤层气综合利用缺乏安全管理规范、行业标准和监管法规，影响了煤层气产业健康有序发展。

3.2.3　技术问题

3.2.3.1　勘探技术问题

1. 受到煤矿瓦斯地质理论的误导，导致煤层气勘探开采效果不理想

根据煤矿瓦斯地质理论，需要将煤层气井布置在瓦斯高突区带，然而，这些瓦斯高突区带正是构造煤发育的区带，对于煤层气的开采是十分不利的。虽然瓦斯高突区带的煤层气含量很高，但是煤层的渗透性较差，因而不能运用常规煤层气开发技术进行勘探开采。然而在煤层气参数井和开发试验井中，很多煤层气井都受到了该理论的误导，导致煤层气勘探开采效果不理想。

2. 受到常规油气勘探理论的误导，煤层气的勘探难以取得长期效益

常规油气勘探理论以“构造圈闭”勘探理论为主要表现形式，在过去的几十年里，该理论对常规油气的勘探开采带来积极的效果，取得了较好的成绩，然而，直接套用“构造圈闭”勘探理论来指导煤层气勘探是不科学的，煤层气与常规油气在试井方面有很大的差别。首先，煤层气是非常规气体，而普通试井分析的对象是常规油或气；其次，从地质结构上看，煤层包含有煤基质和割理系统两种不同的介质，是一种“两重孔隙”结构，但试井时并不表现油气层中的双孔介质流动特征；再次，描述煤层气渗流过程的微分方程与常规的天然气所依据的微分方程也是不同的。沿用常规油气井的钻井工艺技术来对煤层气进行勘探开采，还会对煤气层造成诸多伤害，比如，如果煤层的孔隙和裂缝受到损害，就会使气体的渗流通道受损，进而影响煤层气的解吸过程等。

3. 生搬硬套美国煤层气勘探开发理论，不符合我国的实际情况

美国的多数含煤盆地是构造比较稳定的原始盆地，寻找构造活动带就可以找

到高渗区，因而，美国煤层气勘探开的成功经验就是寻找构造活跃区带。而我国的地质条件与美国相差甚远，我国的多数煤田都曾经历过强烈的后期构造运动，聚煤盆地被破坏成残留构造盆地或者是断块煤田，煤层渗透率特低，不利于煤层气的开发，只有少量的构造较活跃地区可以找到原生结构煤层，这些煤层的渗透率就较高，煤层气开发较为容易。因而，直接生搬硬套美国煤层气勘探开发理论，并不符合我国的实际情况，也就难以取得良好的开采效果。

3.2.3.2 地质评价技术问题

1. 资源估算值偏小

目前，计算煤层气资源储量大都是针对可采煤层（厚度大于0.6m，硫分含量小于3%，灰分小于40%），而不可采煤层中的煤层气资源量并未计算，导致勘探计算的煤层气资源量低于实际资源量。美国曾在岩溪地区进行实验研究，先单独开采可采煤层的煤层气，之后再连通不可采煤层，共同开采，结果证明35%的煤层气来自不可采的薄煤层，使岩溪区块的煤层气开发从边缘经济效益转变为具有商业开发价值。另外，煤层围岩中的煤层气资源更不可低估，1985年阳泉矿务局对12处矿井进行瓦斯来源分析，结果证明只有23%～35%的瓦斯来自煤层本身，65%～75%的瓦斯来源于围岩。

2. 资源量估算地面与井下标准不统一

目前的煤矿生产中，一般只是通过通风量与瓦斯浓度进行瓦斯含量预测，与地面煤层气含量检测存在较大的误差，使瓦斯资源量的计算结果偏差较大。到底哪种方法更可靠，如何正确地进行煤层气（瓦斯）资源量的估算，也是一个值得思考的问题。

3.2.3.3 钻井技术问题

煤岩具有特殊的物理力学性质，钻井方式、工艺、钻井液、完井方式与常规油气钻采明显不同，传统经验及钻采方式无法适应复杂结构的煤层气井技术需要。在探索新技术、新工艺过程中，井壁失稳、煤层损害、完井效果差等难题一直困扰着煤层气的高效勘探开发。

1. 煤岩割理发育，胶结差，强度低，井壁易失稳

为了最大限度保护煤层气资源，现场复杂结构井多采用清水作为钻井液钻煤层气井。但清水黏度低、滤失量大、携岩效果差，力学化学耦合作用进一步弱化了井壁煤岩强度。因此，井下事故复杂情况时有发生。统计显示，2011年沁水盆地郑庄区块已钻成的6口多分支水平井共发生井塌及卡钻事故5次，事故复杂率较高，造成了较大经济损失。

2. 煤层地质基础差，易受损害

煤层低孔隙、低渗透、低压力，发育方解石、菱铁矿、斜长石、黄铁矿等敏

感矿物，此外还发育高岭石、绿泥石等黏土矿物。常规钻井完井液侵入煤层，引起煤层流体敏感和固相侵入损害，妨碍煤层甲烷解吸。此外，由于储层压力低，侵入的工作液难以返排，煤层气渗流通道极易受阻。

3. 完井效果差，后续增产难

清水钻井最大的弊端除了不利于多分支水平井等复杂结构井井壁稳定外，还不利于完井，不利于煤层气长期开采。清水钻进复杂结构井时，井径不规则、井壁掉块严重，钻成的井眼重入性差，多采用裸眼完井。由于无套管或筛管支撑井壁，煤层气开采几年后井壁便会坍塌，影响排采阶段煤层气/水两相流在井筒的通畅流动，大大缩短了煤层气井采气寿命。而据国外经验，煤层气井平均可开采20～30年，有些井可达40年。没有套管或筛管的煤层气水平井以及U形井，将无法进行增产作业，降低了煤层气的勘探开发效益。

4. 煤粉产出多，稳产时间短

煤粉产出是在沁水盆地煤层气田开发中暴露出的一个突出问题：煤粉颗粒粒径变化范围较大，从1～2mm到约20目不等，大部分甚至更细，在水中呈悬浮态，煤粉颗粒几乎不可见，长时间静置后可见深灰色糊状沉淀。井筒内堆积的煤粉呈黏稠状。由于生产规律把握不准，排采制度调节频繁，煤层压力造成煤粉迁移和沉积，裂缝和水平井井筒被煤粉堵塞，导致煤层渗透性的永久性伤害，使得气/水产量难以达到理想状态。

以郑试平9U－V井为例。该井于2012年7月投产，8月16日开始产气，9月18日至2013年1月25日单井产气量基本稳定在1 000～1 400m^3/d；而于2013年1月26日，该井突然不产水和气。经过诊断为煤层段垮塌及煤粉堵塞井眼，经过4天的洗井（水平井注水，直井正常排水），产气量和产水量逐渐得到恢复。

5. 单井产量低，经济效益差

面对不断增加的煤层气产能建设任务，我国煤层气单井产量低是一个突出的难题。目前我国煤层气区块主要采用直井开发，煤层压裂效果不理想，煤层气产能释放不足，单井产量低；同时直井开发地面工程成本巨大，过多的地面钻井极大地破坏了地面环境，而且钻井成本已经没有任何下降空间；另外在煤矿中留下大量金属管柱，为后期采煤留下隐患，同时压裂作业对顶板的破坏带来了严重的采煤支护问题。因此，未来若煤层气开发仍以直井压裂为主，煤层气经济高效开采仍很难实现。

煤层气是一种非常规天然气资源，其独特地质特征及钻采技术难题，要求我们必须解放思想，创新思维，加大投入，不断完善煤层钻井技术及配套装备。

6. 相关技术难题

（1）多分支水平井技术　我国多分支水平井技术已经取得了重大进展，但

清水钻进过程中的煤层坍塌埋钻具等风险尚未得到根本解决，严重地制约了多分支水平井技术的发展和煤层气资源的高效勘探开发。

（2）U 形井技术　目前我国煤层气 U 形井钻完井及压裂技术研究处于起步阶段，钻井过程中没有形成成熟的煤层专用钻井完井液，对煤层损害仍然比较严重。完井多为裸眼或筛管完井，煤粉堵塞问题较为严重，钻井损害难以解除。

（3）复杂结构井技术配套　打捞工具目前只能满足短水平段打捞的需要，抽油杆与钻具摩擦起磁，在一定程度上阻止打捞工具的下入，长水平段仪器的打捞技术有待进一步的研究。

（4）井壁稳定及煤层保护技术　目前国内已经开发出了多种煤层专用钻井液，但受到国外误导以及国内相关评判指标的缺乏，这些煤层专用钻井完井液均未获得规模化应用。

（5）煤层气井地质导向技术　目前，测量探头与钻头之间距离较大，测量的精度有待提高，煤层气地质导向测量的参数未实现系统化，未包括上下伽玛、顶底板距离、环空压力、井眼力学特性等，功能上仍不能满足导向要求。缺少随钻地震技术，不能实时识别断距小于 10m 的断层，无法为钻遇煤层破碎带提供风险提示，煤层气水平井钻井还存在高风险。

3.3　加快实现我国煤层气产业跨越发展的措施

3.3.1　加强行业发展指导和管理

1. 加强煤层气矿业权管理

建立煤层气、煤炭协调开发机制，统筹煤层气、煤炭资源勘查开采布局和时序，合理确定煤层气勘查开采区块。对煤炭规划 5 年内开始建井开采的区域，按照煤层气开发服务于煤炭开发的原则，采取合作或调整煤层气矿业权范围等方式，优先保证煤炭资源开发需要，并有效开发利用煤层气资源；对煤炭规划 5 年后开始建井开采的区域，应坚持“先采气、后采煤”，做好采气采煤施工衔接。增设一批煤层气矿业权，通过招投标等竞争方式，优先配置给有开发实力的煤层气和煤炭企业，为实现国家煤层气规划目标奠定资源基础。在科学总结促进煤炭、煤层气产业协调健康发展经验的基础上，协调矿业权重叠重点地区煤炭、煤层气勘查开采方案，促进煤炭、煤层气产业和谐发展。

2. 建立勘查开发约束机制

新设煤层气或煤炭探矿权，必须符合矿产资源、煤层气开发利用等规划，并对煤层气、煤炭资源进行综合勘查、评价和储量评审备案。研究提高煤层气最低勘查投入标准，限期提交资源储量报告。对长期勘查投入不足、勘查结束不及时开发的企业，核减其矿业权面积或依法注销煤层气探矿权；对具备开发条件的区

块，限期完成产能建设；对不按合同实施勘查开发的对外合作项目，依法终止合同。

3. 必须强力推进采煤采气一体化

采煤采气一体化是煤矿瓦斯综合治理的根本举措，是实现煤炭工业集约化、规模化、洁净化、效益化发展的必然选择，也是实现煤炭和煤层气产业协调发展的关键所在，已被成功实践证明，由国务院和有关部委强力推进。建议制定政策措施，明确规定“煤炭企业是实施采煤采气一体化的主体”“煤层气的抽采服从服务于煤炭开采”“井上井下抽采相结合、抽采与利用相结合”，强力推进采煤采气一体化。

4. 鼓励规模化开发利用

统筹规划建设煤层气规模化开发区块输气管网等基础设施，支持大型煤矿区煤层气输配系统区域联网，推进中小煤矿联合建设煤层气集输管网。鼓励民间资本参与煤层气勘探开发、储配及输气管道建设。鼓励金融机构积极做好煤层气（煤矿瓦斯）开发利用项目的金融支持服务工作。

5. 建立相关法规，规范煤层气产业发展

政府应该进一步规范环保法规，建立甲烷减排基金，制定甲烷减排补贴和排放超标罚款法规，以鼓励煤矿企业开发和利用煤层气。政府还需要自身协调，理顺煤炭矿权和煤层气矿权的关系，监督企业走采煤采气一体化、建设绿色安全煤矿的路子。实施高瓦斯煤矿必须采取先采气、后采煤的基本建设程序，并制定相应责任追究制度，从根本上解决煤矿瓦斯安全问题。

6. 规范煤层气投资项目管理

煤层气开发、输送、利用等建设项目根据投资主体、投资来源和建设规模实行审批、核准或备案制，并在政府核准的投资项目目录等文件中予以明确。研究完善煤层气勘探开发利用管理制度，推动煤层气产业规范有序发展。

3.3.2 加强政策扶持，加大勘探开发投入

1. 加强政策引导，调动煤层气勘探开发的积极性

建议国土资源管理部门授予有资质的国有地勘单位煤层气探矿权，调动其积极性，使其主动参与到煤层气的研究、勘探与开发中去，同时鼓励民企甚至外企的技术力量和资金参与煤层气资源勘探开发。

从政策上和资金上鼓励支持煤炭企业进行煤层气的抽采利用，可大大减少因矿业权纠纷导致的一些问题，把煤层气抽放利用率当作煤炭企业年度考核的重要指标，奖励先进，批评落后。建议国家与地方政府共同协商煤层气开发事宜，统筹规划，统一部署，鼓励地方企业与国家大型科研单位共同开发；对煤层气（瓦斯）开发利用的扶持政策应该长期贯彻执行，避免由于政策的频繁变动而导致一

些基础性工作半途而废。

2. 加大各项优惠政策扶持力度

煤层气勘查开发投资大、回收期长，开发初期产气量低、生产成本高，国家应加大煤层气开发前期投入，给予煤层气企业贴息贷款。可参照美国、加拿大等国家的做法，出台优惠政策，对煤层气产业在政策、资金方面给予倾斜和支持，如减免探矿权和采矿权使用费、给予开采煤层气资源在资源税和资源补偿费方面的优惠政策、对煤炭生产企业的煤层气开发与利用实行减排补贴政策等。建立煤层气开发利用专项基金，由高瓦斯矿井从吨煤提取的安全生产费中按不低于50%的额度缴纳，用于煤层气资源的勘探、开发和煤层气管网建设项目补贴。

地方政府在积极落实国家煤层气开发利用各项优惠政策的基础上，结合自身实际情况，可适当在财政、税收、金融、土地等方面给予优惠扶持政策。

3. 完善政策体系和体制机制保障

鼓励和扶持煤层气（煤矿瓦斯）开发利用，进一步落实国务院办公厅《关于加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的若干意见》（国办发〔2006〕47号）、《煤层气产业政策》等要求，保障已出台的各项煤层气开发利用优惠政策落到实处，财政部门牵头制订优惠政策、补贴等的实施细则，国土资源管理部门和地方政府在用地方面向煤层气开发利用项目倾斜，电网企业积极为煤层气发电创造上网条件，吸纳煤层气发电电量上网。积极发展清洁发展机制（CDM）项目。

4. 加快煤层气开发利用的投融资平台建设

建议成立煤层气开发领导小组，制定规划、政策，设定准入条件和协调关系，整合相关方面力量，吸纳各种资金，形成煤层气开发利用的专业化主力、示范机构，发展煤层气产业。

支持有条件的煤层气勘探开发公司做大做强，鼓励地方燃气公司充分发挥技术、输送等方面的优势开展煤层气勘探，并与煤炭矿权企业开展煤层气开发、输送、利用合作，政策上给予适当倾斜。积极吸引民间、境外等各类资本参与煤层气开发利用，拓宽企业融资渠道，支持符合条件的煤层气企业发行债券、上市融资。积极争取国家中央预算内资金，继续实施煤矿安全改造、瓦斯防治、煤层气勘探开发利用项目。

3.3.3 提高创新能力，实现可持续发展

1. 加强基础地质研究，加大资金投入，加强利用技术攻关

建议加大基础地质研究投入，加强煤层气的富集规律、储层物性、开采技术要求等的研究，做好煤层气“甜点”预测工作，降低钻探投资的风险。根据国外经验，煤田中煤层气资源的高渗有利区（即甜点）一般只占含煤面积的10%左右，这10%的面积赋存着80%的可采储量，因此，“甜点”预测可以减少工作

的盲目性。充分利用现有的人力、物力、财力，设立科研攻关项目，解决煤层定向钻进技术难题、构造煤层压裂技术难题、低渗煤储层瓦斯抽放技术难题等；详细地进行煤层气资源调查工作，注意薄煤层、高硫分、高灰分煤层中的煤层气资源、更加应该关注煤层围岩中的煤层气资源。

2. 加大科技投入，依靠科技创新，实现重点突破

由于煤层气储层条件复杂，开采难度较大，科技部门应组织好关键科技攻关、争取国家技术支持和高新技术的推广应用。建立以企业为主体、产学研相结合的煤层气抽采利用研究基地，鼓励企业与大中院校合作，成立课题攻关小组，解决煤层气开发利用方面的技术难题。

集中人力物力，优先安排煤层气基础研究、重点攻关等科技项目，建立煤层气开发利用“产、学、研”一体化研发平台，把煤层气开发与利用和新产品的研制列入国家科技发展的计划和推广计划，逐步形成煤层气开发利用“产、学、研”互相支持与发展的良性发展模式。

3. 加强专业人才培养，培育煤层气钻井技术队伍

积极支持国内煤层气钻井相关单位组织开展煤层气钻井技术研究，为煤层气钻井新技术研究和现场实验提供经费、场地和人力资源等支持，为培养具有高水平的煤层气钻井技术研究队伍提供一个高层次、高水平和可持续的发展平台。

专业化、高水平的煤层气钻井服务公司对于煤层气井安全高效钻井、降低施工成本等都具有非常重要的作用。在集团公司层面应选择一些具有煤层气钻井经验且发展潜力较大的钻探企业，培育出一批骨干型煤层气钻井技术服务公司，使其具备煤层气水平井钻井工程项目总承包能力，进而带动中国煤层气水平井整体技术服务水平。

4. 加强煤层气开发利用技术的研发与自主创新

坚持技术引进与自主研发相结合，加强技术研发的外引内联，实现“引进－消化－吸收－再创新”的技术自主研发过程，探索出适合煤层气开发利用的技术与方法。

1）要加强煤层气科研院所、地质勘查和煤矿企业与国内外科研机构、大型煤炭、油气企业的合作与技术交流，实现产学研、科工贸间的组合协作。

2）积极推动大型煤炭、油气企业建立健全煤层气开发科研机构，逐步形成若干个煤层气专业技术研发机构，培养出一批适合煤层气开发的专业技术和管理人才。

3）加大科技攻关投入，加强煤层气基础研究和开发利用关键技术研究。重点加大低阶煤煤层气成藏地质特征及富集模式研究、煤层气定向钻进技术优选及应用研究、欠平衡钻井技术在煤层气勘探开发中的应用研究等科研攻关项目。

4）针对煤层气资源赋存特征，依托示范区煤层气勘查、地面开发及加工利用项目，加大引进与自主研发低阶煤、大倾角煤层气勘查开发先进技术与设备，争取建设国家级的低阶煤煤层气勘查开发技术研究重点实验室，在全国优先突破低阶煤煤层气勘探开发利用关键技术。

3.3.4 加强勘探开发关键技术的研究

1. 加强基础理论研究，进一步提高对“煤层气”的认识程度

我国煤层气开发起步较晚，在基础理论方面无法与常规天然气相比。另外与美国相比，我国煤田地质条件更为复杂，煤层气储层具有低压、低渗、低饱和及非均质性强的“三低一强”现象，煤层气钻井基础理论方面仍存在着许多难题，需进行大量的技术攻关，进而取得突破和创新，形成适合我国煤储层条件的钻井技术基础理论体系。建议主要进行以下三方面的工作：

1）特殊的双重孔隙结构、煤层气渗流机理和解吸吸附等与常规油气藏有本质的不同，应继续完善发展煤层气完井及排采阶段与煤粉、气、水流动相关的基础理论。

2）煤层气储层为割理结构，其井壁稳定评价方法与砂岩等储层不同，应建立基于煤层特点的井壁稳定相关评价方法。

3）我国煤层气藏多为低压低渗储层，目前关于煤层气储层伤害机理仍停留在伤害实验评价和模拟阶段，应针对煤层伤害机理及配套保护技术进行系统的研究。

2. 加强技术攻关和示范，形成适合我国煤层气特点的水平井钻井技术系列

结合国家重大专项的技术攻关和煤层气示范工程的建设，从煤层气专用钻机、欠平衡钻井技术及装备、水平井钻井技术及装备等方面入手，在煤层气钻井实践中创新理论和技术，并通过在沁水煤层气田、鄂东煤层气田等进行规模化推广和应用，不断完善和发展，形成适合我国煤层气特点的钻井技术系列。建议主要进行以下几方面的工作：

1）加快研发和推广具备水平井作业能力的车载钻机。

2）开展煤层气水平井空气钻井技术研究，形成安全、高效、实用的煤层气欠平衡钻井技术。

3）加大煤层气 U（V）形井的评价试验力度。U 形井可多层、多水平井布井，然后在同一洞穴直井中连通，与多分支水平井相比，具有可间断性洗井等优势。目前中国石油已解决了远端连通和筛管完井两大技术瓶颈，基本形成了 U 形井配套钻完井技术系列，建议进一步规模推广应用。

4）直井不造洞穴，水平井和直井玻璃钢套管对接。DRMTS 远距离穿针装备具有进行点对点精确定位导向能力，可完成煤层气水平井与排采直井玻璃钢套管

连通技术服务。因此，排采井将不再需要造洞穴作业，建井成本和钻井周期将同比下降，最重要的是一直困扰钻井及排采期间的洞穴处井壁垮塌问题将得到解决。

5）重视煤层气水平井完井技术。针对煤层易垮塌及产出煤粉等特点，建议推广应用煤层气 PE 筛管完井；以连续管的形式，在煤层段下入筛管，防止排采期间井壁垮塌堵塞井眼；利用下入的筛管进行间断性的洗井作业，有效清除井底大量堆积的煤粉，确保井底畅通的煤层气渗流通道。

3. 储备连续管钻井和巨厚煤层洞穴完井新技术

未来煤层气井将向低成本小井眼方向发展，连续管钻井将成为煤层气开发的一个新的技术平台。基于连续油管技术平台开发出煤层气专用钻井、洗井、水力喷射等关键技术和配套的工具及软件，有望开创煤层气低成本高效钻井新局面。

中高渗巨厚煤层直井压裂后易污染储层，产气效果较差，需探索新型提高单井产量的完井方式。裸眼洞穴完井技术可使钻孔直径扩大，形成一个近柱状的洞穴，直径为钻孔的数倍，洞穴扩大可以提高近井地带的渗透率，从而提高单井产气量。建议在二连、霍林河等煤层气区块进行洞穴完井开发试验。

4. 研发具有自主知识产权的煤层气钻井配套工具与装备

“工欲善其事，必先利其器”。未来煤层气钻井技术必须有大量较低成本的工具、仪器、设备支撑，必须加大相关国产工具仪器的研制和推广步伐，提高国产工具仪器的使用比例，降低水平井施工成本。建议针对煤层气钻井作业所涉及的核心工具进行重点推广，主要包括：小尺寸 EM – MWD 和 LWD、远距离穿针工具、水力减阻器、径向水平井配套工具等。

3.3.5 推动工厂化、产业化发展

1. 统筹规划天然气和煤层气管网建设，提高煤层气综合利用水平

煤层气和天然气在成分和用途上基本相同，可以共用相同的管网设施，且下游市场一致。煤层气与天然气在分布上也具有互补性，但煤层气资源的综合效益更为突出，开发形势也更为急迫，根据资源分布和市场需求，统筹规划煤层气和天然气管网建设，兼顾两种资源管输要求和未来区域资源输出需要。争取将煤层气骨干管网建设纳入全国天然气管网规划，由国家和自治区统一协调建设，统一审批，实现煤层气与天然气的共输共用，避免重复建设。

依据国家制定的煤层气质量标准，鼓励煤层气接入天然气管网，扩大煤层气消费范围。按照就近利用与余气外输相结合的原则，支持地方和企业加快煤层气专用管网建设，通过管网把资源和市场联系起来。采取多种手段，大力培育煤层气消费市场，建立灵活的市场投资机制和煤层气分销系统。宏观调控与市场调节有机结合，逐步理顺煤层气价格形成机制，真正让投资者受益。

2. 培育煤层气产业技术、人才支撑体系

逐步完善以企业为主体，市场为导向，产学研相结合，适合规划区煤层气勘探开发及抽采利用的技术体系。通过政策鼓励和自主创新激励机制，推进企业开展技术创新。鼓励国家级研发基地、大型企业与高校互相结合，加强关键技术与装备等安全技术研究，从理论和技术方面解决煤层气开发和利用方面的难题。加强煤层气产业人才队伍建设，创新人才培养模式，建立高校、企业联合培养人才的新机制，鼓励企业开展全方位、多层次的在职培训，建立和培养一大批精通技术、知识面宽广和善于管理的产业高精尖人才，为煤层气产业可持续发展提供不竭的智力支持。

3. 组建地方专业化煤层气开发利用公司

借鉴山西省、河南省组建地方煤层气开发利用公司的成功经验，加快组建专业从事煤层气抽采利用和瓦斯综合治理的国有大型能源企业。公司可由地方政府出资并管理，吸纳国有大型煤炭企业、中石油、中联煤层气等具备条件的各类所有制企业参股，主要负责统一安排煤层气勘查开发与煤矿瓦斯的综合利用，统一提供煤矿瓦斯治理专业服务，建成集煤层气勘探开发、煤矿瓦斯治理、煤层气开发利用技术引进与研发应用于一体的地方煤层气专业公司。

第 4 章　我国煤层气产业发展分析

4.1　我国煤层气产业发展方向

总体来看，我国煤层气产业已经进入产业成长初期，但国内煤层气资源条件差，勘探开发技术创新程度低，市场体系、产业组织、企业素质、基础设施等支柱要素不健全，导致我国煤层气产业发展速度总体比较缓慢。

基于我国煤层气产业发展现状和问题，从我国煤层气产业发展途径和前景出发，总结我国煤层气产业发展历史经验，借鉴国外煤层气产业发展规律，提出我国煤层气产业的发展方向主要包括以下几个方面。

4.1.1　突破传统观念桎梏，树立煤层气独立矿种、优先开发新理念

我国煤层气地面开采从试验到商业开发已经 20 余年，却没有大突破、大发展，根本原因是我国没有把煤层气地面开采放到应有的优先地位，一些观念不适应时代的发展和我国国情。

传统观念认为，煤层气赋存于煤层中，煤层气附属于煤炭资源，煤层气资源矿业权是附属于煤炭资源的矿业权，取得煤炭资源矿业权就自然取得煤层气资源

矿业权，煤炭资源矿业权拥有者同时拥有煤层气矿业权。特别是有的产煤大省还出台了一些政策，名义上是为促进煤层气的开发，实际上是把煤层气地面开采企业置于当地煤炭企业的从属位置，是一种地方保护和利益倾向，与“先抽后采”的国策不符。这些地方政府与中央政府争夺煤层气矿权配置权，使得煤层气矿权与煤炭矿权搅在一起，严重阻碍了煤层气田整装或区域性开发，因而使具有技术、资金、设备的煤层气专业开发企业难以获得大区块煤层气矿业权，国家的煤层气资源就难以集中开发、大规模开发，阻碍我国煤层气产业上升到一个新台阶。

煤层气是独立的矿种，其矿业权与煤炭资源矿业权相互独立，煤炭资源矿业权拥有者不应该同时拥有煤层气资源矿业权。煤炭开采与煤层气开采是两个完全不同的生产体系，分别属于两个不同的专业，前者是固体矿产，后者是气体矿产，后者的生产特点与常规天然气开采相似，需要一整套与常规天然气生产相似的采、集、输送的专业系统。煤炭和煤层气都是大自然赐与人类的财富，都是不可再生的一次能源，没有主辅之分，根据两者的特点，煤层气应该先于煤炭开采。而且，煤层气开采是一个新兴的能源产业，是关系国家能源安全和科学发展的基础产业，无论是从改善能源结构、促进煤矿安全生产方面，还是从技术水平、需求紧迫性方面，都应处于优先开采的地位。

因此，鉴于目前我国煤层气产业革命的重要性和紧迫性，首要的就是应该坚决摒弃与时代发展相悖的传统观念，树立煤层气独立矿种、优先开发的新理念。

4.1.2 加强管理与沟通，建立煤层气与煤炭开发协调机制

强化对先采气后采煤和综合勘查综合开采的政策落实。在资源配置、开发方案等方面统筹协调煤层气和煤炭的勘探开发。

1. 采气、采煤企业相互沟通，有效梳理煤层气、煤炭矿业权

煤层气的开发规划应服从煤炭勘查开发规划的整体需要，按照煤炭资源开发的特点，根据矿区综合规划、井田合理布局、矿井有序接续的要求，可在保证煤矿生产安全、降低瓦斯含量，提供清洁能源作为开发煤层气的动力的前提下，进行先期的煤层气资源开发。

高度重视并解决矿权重叠问题。在有利于煤层气资源合理利用和保证煤炭市场正常供给的前提下，采取不同方式梳理矿权重叠。应根据具体情况采取不同的措施处置现存的煤层气与煤炭矿权叠置问题。由政府出面协调，企业积极参与，综合考虑煤层气和煤炭的开发周期及技术衔接等问题，清理已有叠置，把采煤区附近和近期即将开采的煤炭区域的煤层气矿权转让给采煤企业，而保留较长时期内不开展煤炭开发区域的煤层气矿权。此外，各级煤炭和煤层气矿业权发证部门应改善管理，积极协调，从制度、机制和具体手段措施等方面避免产生新的影响二者正常勘探开发的叠置问题。

建立督察制度，及时解决矿权重叠矛盾，切实落实推进先采气、后采煤的资源开发政策，要选择先采气、后采煤的重点地区，划分并公告煤层气特定区域，国家在矿权登记、制定规划、编写勘探开发方案等方面统一考虑，进行先采气项目的实施，鼓励煤炭企业与煤层气生产企业通过合作、合资和参股等方式，实现两个行业之间的良性运作，互利共赢，形成煤层气与煤炭综合开采模式，保障采煤安全。

值得注意的是，作为两种共生矿种，矿权发放并不是绝对不能重叠，要根据实际情况采取措施解决矿权重叠和协调重叠区煤炭和煤层气的勘查开发，要两条腿走路，原则是尽量减少二者勘查开发中的矛盾。

2. 煤层气开发与煤炭开采的三个衔接

与煤炭企业合作是解决矿权重叠矛盾、解决采煤采气勘查开采程序不一的最有力手段，煤层气企业利用自身在资金、技术方面的优势先采气，煤炭企业在煤层含气量达到安全线以下后采煤，达到优势互补、资料共享，有序、有力开发国家宝贵资源。

（1）勘查程序衔接　煤炭企业在矿业权重叠区进行联合勘探，煤炭钻孔实行一井两用，将取完资料即废弃的煤炭勘探孔变为可供地面抽采的煤层气井，双方共同投入资金、共享成果资料、分别申报储量，钻井首先满足煤炭勘探需要，完成煤炭勘探任务后进行地面煤层气抽采。

（2）气、煤开采周期衔接

1）在煤炭首采区以外地面抽采。煤层气水平井的服务年限是 8 ~ 10 年，因此，在煤矿 8 ~ 10 年的首采区以外，双方生产没有交叉，互不影响，或者在煤炭资源非常丰富的地区按煤层气田的开采寿命是 30 年进行处理，在 30 年内将使全部煤炭开采规划区逐步变为低瓦斯煤田。

2）在煤炭首采区内配合煤矿排采。在煤矿首采区内，煤矿企业采用巷道排采进行瓦斯治理的“采前抽、采中抽、采后抽”；地面抽采有更大的活动空间，可以配合煤矿瓦斯治理，在煤矿开采的不同阶段分别采用不同开采方式。

（3）采气、采煤技术衔接　通过优化钻井和完井方式，提高煤层气单井产能，缩短煤层气采气周期，并且在井眼中不遗留钢制套管，把煤层气开发规划和后续采煤规划有机结合起来。

3. 实施“先采气，后采煤，采气采煤一体化”

“先采气，后采煤，采气采煤一体化”，就是通过实施地面钻井、井下顺煤层钻孔预抽、边采（掘）边抽、采空区抽放相结合的单一中厚煤层瓦斯综合治理模式，实现煤炭与煤层气资源的有序开发、综合利用及两类产业的健康发展。“采气采煤一体化”的内涵主要包括三方面内容：一是在时间上，保持瓦斯预采与矿井的开发协调一致，形成地质勘探、地面预抽、矿井建设、煤炭开采、采中

抽采、采后抽采的煤与煤层气开发的科学序列；二是在空间上，保证地面煤层气抽采井位的布置与矿井开拓与采掘布置衔接相适应；三是在功能上，努力实现煤层气井“消除矿井瓦斯突出、地质勘探、采前抽、采动抽、采后抽”的一井多用，达到经济开发的目的。

4.1.3 以多元化的资金投入为驱动，扩大煤层气产业总量

目前要尽可能吸引投资，扩大煤层气产业规模。不断提高勘探程度，落实更多高级别资源储量。加大勘探投入，提高规模化开采的资源保障。

资金投入是产业发展的食粮。吸引资金投入需要产业本身具有较高的投资回报率（前景），良好的基础设施，高效的政府管理。这需要从整体上加强产业建设，将其打造成一个具有较高投资回报率的产业。同时，要营造良好的投融资环境。此外，煤层气产业的培育期需要政府以产业政策为手段，加大直接或者间接投资力度。

目前，我国的煤层气产业处于产业成长的初期，勘探开发、技术研发、设施设备、队伍建设等都亟需大量的资金投入来推动。但也正是因为处于成长初期，存在风险高、投入大、技术不成熟、基础设施薄弱、消费市场不确定、规模小、行业平均盈利率低甚至亏损等特征，缺乏投资吸引力，资金投入明显不足。为此，需要政府通过直接投资和产业政策引导等方式，在基础设施、技术研发、人才培养等方面加大投入，营造鼓励和吸引社会资金投入的良好机制和环境。

此外，资金投入直接影响产业主体的来源与产业组织结构。从某种意义上说，资金投入是产业准入的表现形式，也是市场机制对煤层气产业发挥作用的衡量标准之一。目前我国煤层气产业内不乏实力强大的企业，虽然这两年投入水平明显上升，但可能是出于对煤层气产业前景及企业主要业务现状和发展趋势的判断等原因，业内主要企业对煤层气开发利用的投入显得或者三心二意或者力不从心，直接影响该产业的发展速度。这就需要从准入管理，改善产业结构，增加产业主体的活力，鼓励资金投入多元化等方面多做文章。

4.1.4 以培育企业素质为基础，发展壮大市场主体

企业作为产业的主体，其素质的高低直接影响产业的发展水平。目前我国煤层气企业总体上数量少，规模小，实力弱。应主要从资金积累与投融资能力、技术研发实力、市场运作能力、管理运营水平等各个方面入手，加大企业素质培育，为我国煤层气产业的健康成长奠定坚实基础。

4.1.5 以专业化、集群化为重点，提升产业结构

集群化有利于专业化深化和发展，专业化有利于集群化优势的充实和发挥，二者相互支持。加强企业的专业化和集群化建设，对做大做强我国煤层气产业有着重要的促进作用。

要引导建立利于竞争、创新和可持续发展的产业组织结构的形成与发展，培

育和壮大一批规模大、技术强、经营好的煤层气企业，建立一批煤层气勘探、开发、加工销售的专业服务公司，实现煤层气开发利用的专业化社会分工。

产业的集聚有利于集聚区内的企业和机构实现资源的共享，长短互补。我国煤层气产业发展要重视区域集聚优势的重点培育。作为资源型产业，煤层气产业高度依赖煤层气资源，产业的布局与煤层气矿产地直接相关。无论从目前还是今后看，我国煤层气产业集群化发展要依托山西、内蒙古、陕西等煤层气主要富集区，加大产业集群建设，积极推动产、学、研、商等方面在煤层气矿产地聚集，逐步形成内部相互联系，具有系统性的煤层气产业集群，并不断发展壮大。其关键是要制订适合本区域的煤层气产业发展模式，研究并确定区域煤层气产业集聚发展的要素禀赋结构。只有对本区域产业集聚发展的要素禀赋进行深入分析、挖掘，才能制定出正确的发展策略，选择合适的发展模式。煤层气产业集聚发展的要素禀赋主要包括煤层气资源禀赋、市场、相关及辅助产业、人才、技术、基础设施等方面。其中，资源禀赋是关键要素，科学的发展策略是借助某些既有的优势资源去吸引和培育其他要素的禀赋。

4.1.6 完善市场体系建设，加强市场机制配置资源的基础性作用

煤层气要形成产业，归根结底要靠市场。要靠市场机制的作用合理配置资源，要靠市场体系的完善和发挥作用来促进产业发展水平的提升。政府应重视并大力培育煤层气消费市场，引导市场对煤层气的需求，以需求和消费促进煤层气产业的发展。

在当前优质清洁能源总体供不应求的形势下，巨大的市场需求非常有利于煤层气产业的发展壮大，但要着眼能源供需的全局和长远发展，警惕煤层气这种优质资源完全的市场配置而出现的弊病。为此，应加强需求侧的管理，保证煤层气的科学合理利用，避免浪费。

4.1.7 完善煤层气价格形成机制，强化利益驱动机制

煤层气价格和生产经营成本是决定煤层气产业盈利水平，从而影响煤层气产业投资吸引力和发展前景的两个核心要素。价格形成机制是市场经济利益驱动机制的核心环节，合理的价格形成机制既可以调动商品生产和销售方的积极性，并通过合理的价格实现资源最优化配置，又可以合理刺激消费，从而拉动产业良性发展。煤层气生产成本是影响煤层气开发企业商业盈亏水平及国家对煤层气扶持政策决策的关键因素。资源禀赋及国家资源管理政策、技术进步、基础设施、政府扶持力度、管理创新、市场环境等都会集中地在煤层气生产成本中得到体现并直接决定煤层气产业的生存和发展壮大。但是，目前煤层气生产经营成本和价格形成机制两个方面的现状并不理想。一方面，目前煤层气生产经营成本较高。另一方面，煤层气价格被限制在一个较低的水平。

价格机制是市场配置资源一个重要手段。推动资源产业实现发展战略的市场

机制的核心是资源价格。应建立反映自然资源稀缺程度和环境资源稀缺程度的体现社会总福利最大化的自然资源价格形成机制，推动经济增长方式转变，实现可持续发展的核心是与资源和环境有关的经济制度变迁。

要加快煤层气资源价值的正确评估和核算，完善和理顺煤层气定价机制，在价格中体现煤层气产品的价值和使用价值，使价格不仅能够反映市场的供求关系，还应该反映资源的稀缺程度，不仅应当包含生产成本，还应当包含社会成本和环境成本，从而实现对煤层气资源环境价值的补偿。在当前煤层气产业需要扶持的背景下，政府应该将煤炭等产业的外部不经济和煤层气产业的外部经济内部化并在企业成本和收益中得到体现，以利于科学合理的价格形成机制的建立和运行，从而有效促进煤层气产业的发展。

目前上网发电部分的最终商品电价由政府指导，进入市政输气管网和加气站销售的燃气基本由政府指导定价，其他由供需双方直接交易的基本实行市场价。煤层气价格改革的趋势是向市场竞争性定价发展，争取在煤层气产业步入发展的中后期和成熟期时建立成型的市场竞争性定价机制。在产业初创期和发展前期，主要采取混合定价法制定价格。煤层气的市场价格应当体现其市场价值，按照“等热值，等价格”的原理，与可替代能源的价格建立联动机制。

为鼓励煤层气企业的发展，在现阶段需要国家在全面掌握煤层气企业生产及运营成本信息的基础上，为保证煤层气企业的基本利润和可持续发展的能力，在终端市场的定价无法实现企业成本补偿及盈利的前提下，政府可以采取一些扶持煤层气企业的经济政策，以相应地减轻煤层气企业的负担。这些措施可以包括促进煤层气企业走横向兼并等措施以提高企业的经济规模，实现规模经济降低成本；降低税率，调整煤层气的探矿权费、采矿权费、资源补偿费等。

最后，国内气价逐步与国际气价接轨是必然趋势。在国内，不同用途的天然气价格差异也势必影响煤层气的价格。

4.1.8 以基础设施建设为依托，完善长输管线运营机制

先有产量还是先建基础设施，在此问题上长期以来也存在先有鸡还是先有蛋的疑惑。参照美国等煤层气发展较快国家的经验，管输等基础设施建设先行，对带动产业快速发展的作用是显而易见的。同时需要注意的是，建立健全科学的基础设施管理体制和机制，保证基础设施公平、便捷使用与基础设施的建设同样重要。

目前我国天然气长输管网地理布局和煤层气产地地理布局匹配性并不理想，难以很好满足煤层气长途输送的需要。同时天然气长输管网又由国有石油公司投资和垄断经营，煤层气企业面临长输管网接入部分的投资建设、准入许可、使用收费标准等大的问题，也面临煤层气进入长输管网后输、售、价格等具体操作层面的现实问题，这些都难以解决。基础设施具有建设投入大、周期长、共享性

强、对经济发展促进作用突出等特点，靠单个企业很难完成，一般是公益性事业，需要政府来组织建设。同时，目前我国天然气长输管线、煤层气发电上网方面存在一定程度的区域分割、企业间自有设施互相封锁、收费过高、使用准入不公平等问题，这就需要在加大基础设施建设的同时加快完善其运行机制，提高使用效率。

为此，要加强基础设施建设和公共设施使用准入。主要是加大基础设施建设，理顺管理体制机制，为煤层气发电上网、公共管网公平便捷使用提供方便，为煤层气开发铺路搭桥。天然气长输管线运营机制问题要站在有利于各类气体能源长远发展的长远和全局高度，模仿国家电网系统运营模式，由国家运营天然气长输管网，建立真正的公平的使用准入机制。关于入网和销售问题，可以考虑像银行或者网络邮箱，网络运营商收取输送费，煤层气企业自己卖，也可以由国家制定政策，煤层气企业按国家定价将煤层气送入长输管网，由用气的市政燃气部门或者企业按照国家定价购买使用。

此外，为避免重复建设问题。中央政府还需将天然气长输管网建设纳入国家基础建设规划，协调地方和企业，兼顾发展地方经济与支援国家建设两方面的需要，统一规划，统一建设。

4.1.9 建立健全法规标准，提高政府管理水平，加强产业政策扶持

目前，我国的煤层气管理法规政策零散而不全面，且基本沿用常规天然气的法规政策进行管理，非常不利于煤层气这样一个处于发展初期、技术不成熟、开发风险和成本高、投资收益率低的幼小产业的发展。要以增强煤层气产业竞争力要素提升、扶持煤层气产业发展为核心，建立健全有利于煤层气开发利用和产业发展的煤层气法规标准规范体系。由于煤气层资源与煤炭资源的特殊关系，两者的矿业权分置带来一系列的问题，进一步规范和协调煤层气开发与煤炭开采活动，建立一套“先采气后采煤”的综合开发模式，做到环境保护和安全生产相结合，达到共赢的局面。要改革和完善煤层气对外合作法规，使煤层气对外合作有更充分、明确的法律解释和规范，改变目前存在的部分外商圈占区块，炒作矿权，从而影响勘探深入的问题。

政府应理顺管理体制，完善管理机制，创新管理手段，不断提高政府管理和服务水平，充分发挥其在调动社会资源，组织协调，宏观管理及服务方面的功能。要理顺我国煤层气产业发展的体制障碍。明确我国煤层气产业上中下游各环节相关管理部门间的职责，确定其分工合作关系；理顺煤层气与煤炭矿权管理问题及二者开发主体间的关系，主要是中央和地方间权责和利益关系，资源管理部门和综合管理部门、安全生产管理部门间的关系，资源管理部门内部固体资源管理和油气管理部门间的关系，煤炭企业和煤层气企业间的关系等；摆脱以天然气为参照的煤层气管理模式，建立针对煤层气政策体系，充分考虑煤层气的特殊

性；理顺煤层气价格形成机制，去除或减轻天然气、电力施加在煤层气身上的枷锁。

要修订和制定行业规范，规章和技术标准，规范企业生产经营活动，积极听取各方面意见，兼顾煤层气产业发展和地方经济发展的实际需要，加强有关政策的落实，促进产业发展。要从能源可持续发展的高度，把煤层气开发利用纳入能源发展规划与环保规划。将煤层气开发列入国家中长期能源发展战略，重视相关基础设施建设，将煤层气管网建设纳入全国天然气管网规划统一建设。把煤层气资源按特定矿种进行管理，在有关的法律法规中明确煤层气为国家一级管理的资源，增加煤层气产业政策的透明度。在鼓励开发利用的同时加强监管，规范行业发展。

完善产业扶持政策，加大扶植力度。煤层气开发初期投入高、风险大、专业性强，需要资金和政策扶持，但要注意各种方式和具体的手段措施的综合应用。例如，要以法律等强制性手段确保煤层气开发先于煤炭开采及保障煤矿生产安全；要针对煤层气行业的特点和实际，制定对煤层气开发更优惠的政策，加大扶持力度，帮助企业降低开发成本，提高经济效益，营造更适宜的煤层气产业政策环境，调动煤层气开发利用投入的积极性，使煤层气产业迅速崛起。坚持扶持方针，着眼培育企业市场竞争力，要更多的在技术、税收、融资、价格和管道等方面起宏观导向作用，采用市场的手段，使开发利用煤层气的行业盈利率得到提高，使之成为投资者有利可图的自觉行为，最终达到市场引导产业发展的目的；落实并适当增加补贴；坚持价格形成的市场改革方向，为煤层气开发企业创造较好的利润空间和发展动力。在税收层面，要从以下几方面给予煤层气勘探开发项目建立更为宽松的环境：减免探矿权和采矿权使用费；煤层气开采企业固定资产投资方向调节税按零计取；除国家有特殊规定的商品外，对进口用于煤层气开采的设备、材料和配件等，一律免征进口税和进口环节税；对投资煤层气开采的企业实行增值税零税率等。此外，目前没有从煤层气的生产特点和其与环境治理的关联点上突破现行经济评估方法，扭曲了煤层气的经济效益。应在国家现有各项优惠支持政策的基础上，把减排指标列入国家减排计划，给予补贴。比如由于煤层气的生产周期长，单井产量低、产量稳定，应比照同行业的银行贷款相应延长偿还期限，减少还本付息额，降低生产成本；开发煤层气即意味着降低大气甲烷和浮尘颗粒含量，按着“谁污染，谁治理”的原则，国家应从减排甲烷和治理浮尘的费用中，按照煤层气的产量和替代化石燃料热值当量给予煤层气生产商相应补贴。

4.1.10 针对我国煤层气地质特点，加强先进适用技术研发应用

“十二五”期间，通过国家科技重大专项等项目的实施，我国煤层气勘探与开发

技术取得长足发展，为目前产能建设和产业规模提供了有力支撑。但是，我国地质条件复杂，勘探开发难度大，要实现全国范围内的煤层气大规模勘探与开发，仍存在诸多关键技术需要完善和创新。

地质综合评价技术发展方向：国内煤层气地质综合评价正逐步从区域构造到煤岩结构进行研究。煤岩结构直接影响到后期煤层气的压裂和排采，对煤岩结构的研究可以为今后的工程设计和施工提供很好的依据。测井资料解释对于煤层气的勘探开发越来越重要，今后应加强测井解释成果在煤层裂缝的识别、排采制度和压裂方案的优化设计等方面的应用，以达到能直接预测气井的产气模式和开发能力的目标。经济技术一体化的三维地震技术也是下一步发展的方向之一，不仅能获得高品质的地震资料，满足煤层气精细勘探开发的需求，而且也较好地解决了煤层气开发技术要求与三维地震勘探投入的矛盾。同时，我国深部煤层气资源丰富，约为 22.45 万亿 m^3，借鉴美国和加拿大深部煤层气开发的成功经验，进行我国深部煤层气储层特征及成藏条件的研究，启动深部煤层气勘探开发试验，将有助于全面开发我国煤层气资源。

煤层气开发技术发展方向：目前在钻完井技术方面，煤层井壁失稳、储层污染、完井效果差等一直是困扰煤层气高效开发的难题。着眼未来，煤层气行业对钻完井技术需求主要有以下三个方面：第一钻完井技术更经济；第二是钻井技术更安全；第三是完井增产技术更高效。在煤层气排采技术方面，尚未形成一套完善成熟、针对不同地质特征的排采制度和设备，下一步需要形成适应各区块地质条件和生产特征的定量排采技术，以优势渗流带理论、排采动态规律为指导，逐步从单井排采控制过渡到井组、区块排采控制，从而更好地实现面积降压和规模排采。

4.2 开发适合煤层气产业提效增产的关键设备

1. 径向水平井系统

径向水平井钻井技术系统主要包括地面设备和井下工具设备两部分，地面设备主要为常规的修井机、高压水射流发生装置、缆绳车和计算机监控设备、数据采集及处理装置，分别用来提供水力破岩、井下工具的动力、下钻具以及控制钻井速度；井下工具包括井下开窗工具、转向系统（斜向器）及控制机构、高压水力喷射和推进装置、输送高压流体的连续油管、水力破岩钻头等。

2. 无限级滑套工具

无限级滑套对目的层段压裂的准确性更强，可以实现与更多的地层接触，形成更好的泄油面积，为固井完井方式提供另外一种分级压裂方式。增产滑套可通过投球或连续油管/普通油管下入机械/液压开关工具进行开关。

该工具的优点有：无需磨铣作业，无需喷砂射孔，节省了时间、液量、费用

等，可提供全尺寸内径滑套，无需磨铣，无级数限制，作业简单。压裂施工中，由于有连续油管在井筒内，更方便，可通过压力控制打开滑套，全尺寸井筒，无缩径，可用于固井施工的特殊设计，配合连续油管环空压裂工具和井下封隔器使用。

贝克休斯公司研发的无限级滑套工具已在加拿大和美国应用上千口井次，其中2012年实现的单井最大级数在加拿大为29级，美国为48级。

3. 振动增产装置

（1）脉冲爆燃压裂装置　脉冲爆燃压裂装置以固体火药为能源，利用线形装药爆炸后产生的爆轰波，引燃多级火药装药，产生快慢燃烧反应，形成多级压力脉冲，穿过压裂枪的泄压孔对射孔孔眼周边地层冲击加载，从而在井筒周围油气层形成多条辐射状裂缝，达到提高油层渗透率，增加泄油面积的目的。

（2）电脉冲装置　电脉冲装置总体由三大部分组成，即地面仪器、井下仪器和电缆。

地面仪器由变频电源、控制箱（监测保护电路和定时器）组成。

井下仪器由机械、电路两部分组成。机械部分由马笼头、外壳、接头和放电电极组成；电路部分由冲击电流发生器、高压采样电路、井下触发电路和放电电极组成。

电缆为测井铠装七芯电缆。

4. 煤层气智能排采系统

数字化抽油机可与其他辅助信息系统协同作业，形成智能排采系统。该系统在有外界干扰的情况下可以实现液面降低速度或地层压力下降速度的精确控制，并通过无线通信网络将生产井与基地的控制室连接起来，实现整个生产区块的整体实时监视与控制，使煤层气排采井的高产、稳产成为可能。

煤层气智能排采系统硬件部分主要由抽油机、变频控制柜、流量计、压力计、温度传感器、示功仪等组成。通过各种流量计和压力表等采集动液面及产水量数据，上位机对生产工况进行分析诊断，自动调整变频器的参数，实时调整冲次，实现对动液面的准确控制。

（1）井下压力计　动液面的测量是通过井底流压数据计算出来的，因此要及时准确地获取动液面数据，对井底压力计有较高要求。压力计主要用于对产层的压力、温度数据进行采集，基本组成包括井下数传压力温度传感器、控制器、调制解调器、仪器外壳等。读取一次井底压力及温度后，可自动转换成实时水位在显示器上显示，完全不受混流段干扰，更可在显示设备上加装无线远传模块，使工程师在任何一个有电脑可上网的地方就可以看到井场的实时数据，做出合理的排采安排。井下压力计不但测量井底压力，同时也测量井底温度，如果井底温度非正常升高，则有可能是发生沙埋、卡泵等现象，对工程师调整机器转速和判

断是否需要捞沙作业也有一定帮助。

（2）远程终端单元（RTU） 现场采集到的数据包括井底流压，套管压力、气体流量、液体流量、井底温度以及各种电参数，由于煤层气田大多地处偏远，环境恶劣，人工采集数据有较大难度。因此，煤层气智能排采系统采用 RTU 对现场数据进行采集远传，现场数据通过 RTU 经 GPRS 传输至中控室，通过软件对现场数据进行分析汇总。同时可根据分析结果对现场设备进行参数调整，相关指令可通过 RTU 传输到现场设备，实现排采过程的自动化控制。

（3）控制器 PAC PAC 即可编程自动化控制器，它将 PLC、DCS 和 PC 技术融合在一个统一的、多功能的单元上，并用于满足现代工业应用愈来愈多的复杂要求。依据设定的动液面控制参数，通过采集的流压、套压数据，以数学模型为计算依据编写稳定控制流压的程序脚本，给变频器发出调频指令，实时控制流压的升高或降低，确保流压稳定，实现了下位机小闭环变频控制。同时接收上位机优化指令，优先级进行调节，实现了系统优化的大闭环控制。其控制界面采用组态编程，触摸屏人机对话框系统调整，方便操作与控制。系统环境与应用程序均支持本地和远程网络升级。

4.3 开发适合煤层气产业提效增产的关键技术

国家能源局发布的“煤层气勘探开发行动计划”明确指出，预期到 2020 年，我国煤层气抽采量力争达到 400 亿 m^3，其中地面开发 200 亿 m^3，建成 3 ~ 4 个煤层气产业化基地，重点煤矿区基本形成煤层气与煤矿瓦斯共采格局。2014 年，我国煤层气抽采量约为 170 亿 m^3，其中地面开发 37 亿 m^3，井下抽采量 133 亿 m^3，与国家能源局“煤层气勘探开发行动计划”任务指标相差甚远，因此，未来煤层气产业需要开展适合煤层气产业提效增产的关键技术研发与应用。

1. 煤层气地震勘探技术

煤层气地震勘探技术的发展离不开前缘基础理论的研究，随着勘探难度的增加，勘探技术手段也在不断地更新、发展。探索更接近于煤层气储层性质的理论与技术是成功开发煤层气资源的前提和基础。

双相介质理论：双相介质理论认为地下介质由固体和流体两部分组成，固体即为岩石的骨架，流体为充填于骨架孔隙和裂缝中的液体或气体。含油气的地层是具有固体状态与流体状态的双相介质，从煤层气勘探来提取地层岩性信息的角度出发，在均匀各向同性纯固体基础上建立岩石弹性理论和波动传播理论，是难以描述清楚许多复杂的物理现象的，需建立和发展更符合地质实际的双相介质弹性理论和波动理论。建立于区域性分析（宏观层次）的地震地层学、层序地层学和研究地震信息与岩石结构之间相互关系的双相介质理论，已成为当今地震勘探解释技术发展的方向。它的发展是岩石弹性理论和波动传播理论在煤层气地震

勘探技术领域的延伸。

地震全波分析技术：全波分析技术预测方法是基于对地震波的整体分析，以地震波的振幅、频率和相位分析为基础，再分析地震波的波形和结构的变化，从而达到利用地震信息直接检测油气的目的。其过程是：首先建立振幅绝对值的包络曲线及其灰色模型，并进行数值预测，寻找油气富集区域；然后对所找到的区域进行灰色关联，研究各地震道之间的关联特征及其与油气之间的关系。全波分析油气预测技术是在数据结构分析技术基础上发展起来的，它的应用前景优于利用单项特征或几项特征进行煤层气预测的属性分析方法。

2. 高角度沿煤层钻井和一体化抽采技术

高角度沿煤层钻井技术，即在煤储层倾角较大的区域，采用“直井/斜井 + 定向井”相结合的钻井工艺，当直井或斜井钻至煤层位置后，侧钻、沿煤层钻进开采煤层气。该技术在煤层中可定向钻进 500m 以上（只要煤层稳定性许可，还可钻进更长的进尺），煤层段通常采用裸眼完井或筛管完井。

该技术的特点是沿煤层定向钻进，大大增加了井与煤储层之间的接触面积，扩大了煤储层的降压解吸范围，从而可大幅度提高煤层气井的单井产量及煤层气开采效率。据美国某钻探公司的统计，沿煤层定向井的单井产量比常规直井高出 10 倍左右。

目前，该技术主要应用于矿山开采前的瓦斯抽放、排水、矿井探查等方面，通过与巷道抽采，可实现采煤采气一体化，从而既可解决煤矿瓦斯突出等事故，又可充分利用煤层气资源。近年来该技术在煤层气开发方面得到了迅速发展与应用，尤其是在美国和澳大利亚等国。澳大利亚目前大约有 17 个煤矿采用定向钻井技术进行井下抽排或地面开采煤层气，鲍恩盆地 Moura 区块煤层单层厚 4m，含气量 6.5 ~ 7.5m^3/t，利用沿煤层钻井技术钻 4 口井，单井煤层进尺 1 000m，单井平均日产气量 14 000m^3。

3. 径向水平井技术

径向水平井是指曲率半径比常规的短曲率半径更短的一种水平井，又称之为超短半径水平井。径向水平井技术应用的钻井系统为超短半径径向水平井钻井系统“Ultra short Radius Radial System”，简称 URRS。运用 URRS 系统，在设计施工的层段内使钻柱以极短的弯曲半径（约 0.3m）实现从垂直方向到水平方向的转向，并以水力驱动钻杆送进、以完全高压水喷射破碎岩石进行水平钻进，形成径向水平井眼尺寸为 ϕ70 ~ 110mm。

径向水平井技术最先由美国 Bechtel 和 Petrophsics 两家公司在 20 世纪 80 年代联合研究形成，已在美国和加拿大钻成数量超过 1 000 口的径向井，国内江汉机械研究所、石油大学等单位也开展了相关研究与试验。

径向水平井兼有完井和增产的作用，其机理在于井眼的形成是由于高压水射

流的线切割破碎煤岩而成，不存在压实作用，保持了煤层原始的裂隙结构；辐射状的分支水平井眼与原始裂隙在煤层间形成相互连通的网络，更大限度地沟通煤层原生裂缝和割理系统，大大降低了煤层裂隙内流体的流动阻力，提高了煤层排水降压和煤层气解吸运移的效率，增加了煤层的气、水产量，快速高效地降低煤层压力，进而提高煤层气产量，提高采出程度，缩短采气时间，解决了煤层气射孔、压裂效果不理想的问题，极大地提高了煤层气开发效益。另外，该技术利用清水喷射，减少了钻井液、压裂液对于煤层的伤害。

要使径向水平井眼与煤层形成更为有效的网络连通空间，还需要考虑煤田地应力状况与割理系统的走向。径向水平井眼与面割理正交，才能最大限度地发挥分支井眼的排水降压效果。考虑到实际施工的需要，须保证一部分水平井眼垂直于面割理，部分水平井眼可斜交于面割理，尽量减少水平井眼平行于面割理。

由于径向水平井井眼直径较小，应首先选择在渗透率高、煤层构造相对稳定、含气量和饱和度较高的煤层中应用，有条件的可以将喷射成孔过程与欠平衡钻井作业相结合，防止煤屑嵌入煤层微裂隙而影响井壁附近渗透率。为了最大限度地发挥水平井眼的效率，可以进行多煤层布孔钻进；渗透率更高、纵向分布层数较多的煤层，还可将径向水平井与洞穴完井技术结合使用。

4. 非金属筛管/套管完井增产技术

非金属筛管完井技术是指利用 PE 筛管、玻璃钢筛管/套管等非金属筛管/套管替代传统的金属筛管/套管进行完井的工艺技术。

该完井技术具有以下优点：①与裸眼完井方式相比，该技术实现了对煤层井壁的支撑，解决了生产期煤层坍塌、煤粉产出而掩埋气、水通道的问题，提高了生产井寿命。②采用金属套管（筛管）完井进行煤层气开采，则在煤炭开采过程中“割煤机切割金属套管（筛管）可能引起火花”，存在一定的安全隐患。非金属筛管/套管完井则解决了这一瓶颈问题，管材容易拆除，便于煤矿先采气后采煤。③非金属管材成本低，适合煤层气低成本开发的要求。

5. 连续油管无限级滑套压裂增产技术

连续油管无限级滑套压裂技术是将无限级滑套与完井套管或尾管管柱一同下入井内，将滑套策略性地放置在井筒内的压裂位置，通过固井或者裸眼封隔器进行封隔，滑套和套管内径相同，可实现全通径。压裂过程中，通过连续油管带动专用工具组合打开各个滑套，可以更快更有效地实现一趟无限级压裂改造，最大范围地与油藏接触，极大地增加了泄油气面积。该技术可用于非常规油气藏的增产改造，也可作为油气井生产时分层开采及封堵底水的有效手段。

该技术具有以下优点：①实现一趟管柱作业，完成无限级压裂改造；②通过连续油管可实时监测井底压力，并随之对作业过程进行调整，从而改善压裂效

率，防止砂卡；③如果出现砂卡，可通过连续油管迅速进行循环解卡；④滑套和套管内径相同，实现了全通径。该工艺首次在国内进行试验、应用，压裂改造效果显著，具有极为广泛的应用前景。

6. 振动增产技术

振动增产技术的原理是利用超声波转换器、井下电脉冲技术、高压水流等在储层产生瞬间高压声波、电波或水冲击波，高压波进入储层，使储层孔隙内堵塞物产生波动，在高压波的带动作用下堵塞物发生流动，达到解堵的作用；另一方面，若波的瞬间高压达到储层岩石的破裂压力，则会在井筒附近储层内催生出裂缝，起到造缝的作用，进而增加储层的渗透率，增大产能；此外，由于波在瞬间高压作用下的传递速度较快，对储层孔隙内的流体起到带动作用，可降低储层内部流体的黏度，增大流体渗流速度。

采用不同波发生器，会产生不同的波，具有不同物理性质的波对储层的作用效果不尽相同。波的波长、频率以及波产生后达到的瞬间高压都会对作用后的增产效果产生影响。

（1）脉冲爆燃压裂技术　脉冲爆燃压裂是一种新型的高能气体压裂技术，它以不同燃速的推进剂为动力源，通过装药结构的优化设计，精确地控制压力上升时间、压力峰值和压力作用过程。该技术对多段煤层可同时压裂改造产生多条裂缝，并与煤层内的天然裂缝沟通，获得增产效果。

美国气体研究所和美国能源部共同资助 J. F. Cuderman 等人在美国桑迪亚实验室经过模拟实验及理论研究确定了产生径向裂缝的增压时间关系式

$$\Pi D/2C_R < t_m < 8\Pi D/2C_R$$

式中，t_m 为达到峰值压力的增压时间；D 为井径；C_R 为瑞利表面波速度。

压力上升到地层破裂压力的增压时间 t_m 决定着压开裂缝的分布形状和方向。高能气体压裂的增压时间为毫秒级，t_m 一般控制在 1～100ms，相应加载速率 1～100MPa/ms，它不像爆炸压裂（增压时间为微秒级）会使井眼周围岩石产生压实带，也不像水力压裂（增压时间为分秒级）那样形成受地应力控制的单条裂缝，而是在井筒周围形成多条放射状裂缝。这种放射状裂缝可以和煤储层中的割理、天然裂缝沟通，提高煤层气初期出水量和最终产气量。

（2）电脉冲煤储层处理技术　电脉冲煤储层处理技术基本原理就是利用电脉冲发生装置在地层位置施行强功率放电，通过不同的物理原理可以将高功率电脉冲转换为电子束能、激光能量、微波能量、热能和等离子体能量，从而在地层构造中生成高压脉冲应力波，以达到处理地层的目的，具体应用到煤层气井就是将高功率电能转换为机械能作用于煤层，以达到改造煤储层的目的。

电脉冲装置工作时放电电压高达几十千伏，在此高压作用下，电极间油水介质被瞬间击穿进入等离子体状态，能量迅速释放形成爆炸，产生应力波，该应力

波的峰值压力高达几十兆帕。由于地层介质应力特性的各向异性，在此强大的冲击应力波作用下，各层面间将产生强大的切向剪切力，发生错动生成新的渗液孔道，原有孔道亦将在冲击应力波的作用下延伸。由于冲击应力波在煤岩介质中的波速差产生的剪切力以及不规则的边界引发的旋流应力场将有效的剥离、清除原渗流孔道中的堵塞物，起到疏通渗流通道的作用。

电脉冲煤储层处理技术可以解决钻井后钻井液对煤层的污染问题；解决排采过程中发生的煤粉堵塞近井地带，气水产出阻滞等问题；辅助压裂作业，解决部分压裂井压裂效果不佳等问题；改善煤储层渗流扩散能力，提高煤层气井的产水、产气能力。

7. 微生物增产煤层气技术

微生物增产煤层气技术是以地下煤层中的挥发分为生物原料，运用化学和工程手段，激活并促进煤层中产甲烷菌的生长和代谢，通过微生物作用将煤中的小分子有机化合物转化为甲烷，人为实现在煤层中“造气”。

微生物增产煤层气技术是由 Scott 于 1999 年提出。他将其定义为将厌氧微生物种群及其所需营养物质注入到煤层中，利用微生物能够降解煤产出甲烷的特性来实现煤层气的增产。他指出，这一技术不但具有产出新煤层气的资源潜力，同时微生物的降解作用可以增加煤层的渗透性，有利于煤层气的开采。此外，微生物增产煤层气与二氧化碳驱替增产煤层气相结合，能够将注入煤层的 CO_2 转化为甲烷而被再次利用，从而实现资源的循环利用。同时，在废弃矿井以及难开采煤层（如薄煤层），该技术同样能够通过煤的原位生物气化而实现资源的充分利用。

该技术特别适用于褐煤等低阶煤，对于作为储煤大国的中国来说，该技术对改变我国现有“富煤少气”的能源结构具有积极意义。同时，该技术不需要高温、高压等条件就能实现在原位对煤层的友好采气，而且产气效果明显。微生物增产煤层气技术作为生物科技和清洁能源的交叉领域，符合我国产业发展方向和战略需要，经济效益好，发展前景广阔。

微生物增产煤层气技术的工艺核心在于通过泵使煤层水在注射井和产气井之间循环流动。在建立稳定的煤层水循环之后，通过注射井向煤层加注营养液（加入循环煤层水中），激活并维持煤层中微生物的活性，实现在煤层中的甲烷生产。所产甲烷被流动的煤层水带出煤层，并通过产气井上升至地面。整个过程中以生化手段激活和促进微生物的活性（短时间内），利用煤层中的挥发分产生新生煤层气。在“产气”过程中，通过补充微生物所需“原料”实现持续的煤层气生产，所产生物煤层气经净化、压缩后输送至周边地区，或经过液化形成高附加值的液化生物煤层气。

第 5 章　我国煤层气产业发展规划及风险分析

目前，煤层气产业属于高风险、高投入、高技术、高综合效益的行业，国务院、国家发展改革委、安监总局等国家部门出台了一系列扶持煤层气发展的优惠政策。国家能源局发布了《煤层气勘探开发行动计划》，明确了“十三五”时期我国煤层气产业发展指导思想、目标、布局、主要任务和保障措施。预计到2020年，我国将新增煤层气探明地质储量 1 万亿 m^3；煤层气抽采量力争达到 400 亿 m^3，其中地面开发 200 亿 m^3，基本全部利用；建成 3 ~ 4 个煤层气产业化基地，重点煤矿区基本形成煤层气与煤矿瓦斯共采格局。

5.1　我国煤层气产业政策分析及发展战略思考

煤层气产业发展中，煤炭远景区优先进行煤层气地面开发，在煤炭规划生产区鼓励地面、井下联合抽采煤层气资源，建立煤层气和煤炭共同勘探、合作开发、合理避让、资料共享等制度，采用市场竞争方式配置煤层气资源，择优确定开发主体。完善煤层气价格政策，加强煤层气价格监督检查，研究完善煤层气开发利用扶持政策，提高财政补贴标准，加大税费优惠力度，进一步调动企业积极性。同时，坚持自主研发与引进相结合，持续加大科技研发投入力度，重点加强煤岩特征与煤层气富集规律、煤层气排水产出机理等基础理论研究，进一步完善不同地质特征的煤层气勘探开发关键技术，同时加强上下游重大工程装备自主研发，加快科技成果就地转化，推进煤层气开发信息化建设。

5.1.1　国家重大科技专项

“九五”和“十五”国家科技攻关项目都设立了煤层气研究和试验项目，同期国家计委设立了“中国煤层气资源评价”及“973”一类的国家级研究项目，对基础理论研究更为重视。根据《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006—2020 年）》及《国务院关于实施国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006—2020 年）》若干配套政策的通知，国家设立了 16 项重大科技专项，其中包括大型油气田及煤层气科技专项。“十一五”期间，国家向大型煤层气田开发科技专项投入资金约 13 亿元。“十二五”期间，国家向大型煤层气田开发重大科技专项投入资金约 39 亿元，企业配套投资约 60 亿元。

5.1.2　煤层气行业“十三五”发展规划

目前，我国尚未形成一套成熟的煤层气开采技术。我国煤层气储存地质条件特殊，煤层气开采仍存在技术瓶颈，没有更多政策补贴和技术突破。由于近年来

煤层气开采一直处于高投入低产出的状态，一些煤层气开采企业 2015 年的勘探开发投资处于缩减状态。“十三五”期间应着力做好以下方面工作。

1. 战略时间布局

2016—2020 年（即“十三五”期间），勘探方面应以中部地区的庆阳—黄陵和乌审旗地区、东北内蒙古探区的吉尔嘎朗图、黑龙江探区的鸡西、珲春等地区为重点开展工作，同时要加强新疆低煤层气的勘探。开发方面要全面建设、建成我国三大煤层气产业基地（沁水煤层气产业基地、鄂东煤层气产业基地与西南煤层气产业基地）。

2. 区域战略布局

未来我国煤层气战略重点区域包括：东北产业基地、沁水产业基地、鄂东产业基地、中部产业基地、西南产业基地、西北产业基地等。“十三五”期间产能建设重点见表 5－1。

表 5－1　“十三五”期间产能建设重点

名　称	预计建成生产能力/亿 m^3	名　称	预计建成生产能力/亿 m^3
沁水煤层气产业基地	140～160	中部煤层气产业基地	120～180
鄂东煤层气产业基地	100～110	东北煤层气产业基地	60～80
西南煤层气产业基地	50～60	西北煤层气产业基地	120～180

3. 煤层气资源勘探发展路线图

根据我国煤层气资源条件、勘探程度、开发技术发展现状及产业发展的需要，我国的煤层气资源勘探应实施有所为、有所不为、有主有次、分区域、分层次的勘探路线图。

第一个层次，为保障“十一五”期间已启动的沁水盆地南部煤层气产业化基地和鄂尔多斯东缘煤层气产业化基地的建设需要，应加快产业化基地的资源勘探，提高煤层气资源的探明程度，为产业化基地建设提供储量保障。

第二个层次，“十三五”期间应进一步扩大煤层气勘探范围，逐步推进新疆、安徽、河南、贵州等省区的煤层气勘探，为煤层气产业的大发展提供更多可商业开发的有利区块。

第三个层次，我国低阶煤地区的煤层气资源约占全国煤层气资源总量的三分之一，有着广泛的发展空间。要借鉴美国、加拿大已有的成功经验，使我国“十三五”期间能在以新疆准南煤田为示范区的西北低阶煤地区的煤层气勘探和开发方面取得重大突破。

第四个层次，由于煤层渗透率具有较强的应力敏感性，因此，滇东黔西高应力区的煤层气储层渗透率普遍偏低，期望通过国家重大科技专项等科技攻关，探

索一套适宜于高应力区煤层气开发的技术途径。

4. 煤层气地面开发发展路线图

基于“十一五”和“十二五”我国煤层气开发利用产业发展经验，“十三五”期间我国煤层气产业仍应实施产业化基地建设发展路线图，扩大沁水盆地煤层气产业化基地的建设规模，加快鄂尔多斯盆地东缘煤层气产业化基地的建设步伐，力争把新疆准噶尔盆地的准南煤田作为第三个煤层气产业化基地纳入国家规划。鉴于各产业化基地的勘探程度和建设现状，“十三五”期间各产业化基地建设的重点可能是以下几个方面。

沁水盆地煤层气产业化基地，属于以高阶煤为主的煤层气田，现已建成全国第一个较成熟的煤层气产业化基地。“十三五”期间建设的重点是已开发区域的稳产高产和新区的增储扩能。稳产高产的重点项目包括潘庄、寺河、潘河、成庄、樊庄等项目；增储扩能主要包括郑庄、马必、柿庄、赵庄、寿阳等项目。

鄂尔多斯盆地东缘煤层气产业化基地，属于以中阶煤为主的煤层气田，是我国第二个煤层气产业化基地。“十三五”期间建设的重点是达产增产，包括韩城、柳林、延川南、三交等项目实现达产增产；煤层气、致密砂岩气、页岩气三气合采，包括临兴、保德等项目。

准南煤层气产业化基地，属于以中低阶煤为主的煤层气田，有望成为我国第三个煤层气产业化基地。由于该基地勘探程度和开发程度都比较低，且有待相关技术的突破。因此，“十三五”期间建设的重点是商业突破和产能建设。力争乌鲁木齐矿区（碱沟区块）、拜城矿区的煤层气重点勘查开发示范区实现商业突破；通过阜康矿区的煤层气规模化开发实现产能建设。

5.1.3 战略思考

根据我国国情和煤层气资源开发条件，实施煤层气地面开发产业化基地建设战略、煤层气产业大产业链战略和煤层气产业总部基地战略。

1. 实施安全—资源—环保战略

“十三五”期间，我国煤层气开发利用应以“一个核心、两个大局”为产业战略定位。即：“一个核心”是以煤层气抽采为核心；“两个大局”是兼顾煤矿安全生产和弥补清洁能源供给缺口。

2. 地面开发产业化基地战略

“十三五”期间，除进一步加快正在建设的两个产业化基地外，建议将新疆准南煤田作为第三个产业化基地。鉴于各个产业化基地的煤层气资源条件不同、勘探和开发程度不同、技术适应性不同，各产业化基地可采取不同的发展策略。

3. 煤层气产业大产业链战略

以煤层气资源开发为龙头，以煤层气压缩、液化和管输为纽带，以市场需求

为目标，打造以煤层气加工与输送、LNG/CNG 汽运物流、工程服务、装备制造、高附加值产业为核心的可持续发展的大产业链。

4. 煤层气产业总部基地战略

随着沁水盆地南部煤层气产业化基地建设，沁水不仅已成为全国最大的煤层气生产基地，而且也已形成集煤层气开发、加工与输送、综合利用于一体的初具规模的煤层气产业链，同时沁水盆地还云集了大批煤层气开发、工程服务、压缩液化等国内外著名企业。沁水盆地依托资源优势，力争建成全国第一座集煤层气开发利用、工程服务、装备制造、技术研发、高附加值工业于一体的“煤层气产业总部基地”。

5.2 我国煤层气产业跨越发展路线图

煤层气发展缓慢的首要原因是矿权管理上的问题，造成少数“国家油企”对矿权的垄断和专业公司与煤炭企业的矿权重叠。由于煤层气开发成本明显偏高，企业投入趋低也严重制约了其发展。为了促进煤层气健康发展，应深化体制改革，放开矿权准入，理顺煤层气专业公司与煤矿的关系，以法规促进和保障不同类型油气间的综合开发利用，针对我国特点深化对煤层气的跨部门联合攻关，以求逐步降低开发成本。

5.2.1 产业振兴路线图

回顾近 30 年非常规气的发展，发现中外各国表现出共同的趋势：煤层气起步较早，特别是早于页岩气，但发展的势头却较差，明显低于页岩气和致密气。这反映出一个普遍性的客观现实：煤层气赋存和采出的机理更复杂，开发工艺和技术要求更高。目前油气界对煤层气的认识和掌握程度还不够，使其勘探开发成本明显偏高。在向市场经济转型中不得不更加强调比较效益，这使国家各部门、各公司对煤层气的投入比例趋低。而当油价较大幅度、较长时期走低时，压缩投资的措施首先指向成本更高的煤层气，这不仅使其所占比例降低，更使其产量降低，从而进一步使科研投入，特别是偏基础研究的经费难以增加。尽管煤层气发展遇到困难，鉴于其开发利用对环境保护、对煤矿安全生产有重要意义，所以仍要坚持大力发展煤层气的勘探开发。

1. 放开矿权

打破油气矿权区块垄断，对不同类型的企业实行公平的准入机制是搞活油气（包括煤层气）上游，从而激活整个油气工业体系的根本措施。这是深化改革中越来越强烈的呼声。现矿权管理的法规同时对矿权区块的准入和退出条件做出了规定，超过时限和（或）未完成约定工作量的区块必须依法退出。如真正执行此规定，垄断并全覆盖式占有油气区块的现象近期就可逐步消除。至于准入单

位，现行法规要求是国务院认定的有资质者。那么，不在国务院拟定的负面清单上的合法注册油气企业均有望取得矿权。

2. 更有针对性地实施混合所有制

煤层气矿权问题还产生于专业公司和煤矿之间。国家有关法规要求高瓦斯矿区必须先采气后采煤，为促进其落实并解决煤炭企业缺少资金技术的难题，可倡导双方联合并在必要时吸收其他资本进入，组成混合所有制企业以实施地面钻井生产煤层气。这样还可促使煤层气的施工与未来矿井的施工更有机地结合，避免前者的地下井网对后者的不利影响，也可利用前者的地面集输设施促进后者利用较低甲烷浓度的煤层气。近年山西煤矿与专业煤层气公司间出现的一些合作模式值得借鉴。

3. 促进资源的综合开发利用

众所周知，煤系地层可以生烃，可赋存常规油气和非常规油气。但其中的煤和共（伴）生的固体矿产与烃类等流体矿产在矿权和经营企业上都被人为地分割开了。这使几代地质学家一再强调并为我国有关法规所要求的综合勘探、综合开发、综合利用难以落实。实际上，常规油气和非常规油气可在同一区块、井场，甚至同一井眼中产出。美国的法规就允许租用矿区（井场）的公司开发油和气，而不管其是煤层中的气还是页岩中的页岩气、页岩油，也不管其是致密砂岩中的气还是更浅层不够致密砂岩中的常规气。至于煤层气开采初期必需的大量排水，也应根据不同的矿化度予以综合利用。总之，在未来的改革方案和相关法规中需更自觉更有力地贯彻资源综合开发利用的原则。

4. 促进煤层气的联合攻关研究

在新一轮战略接替中，在常规油气与非常规油气并举开始实施的关口，组织对非常规油气的跨部门联合攻关研究是一个恰当的时机和必要的措施。不言而喻，其中应重视处于薄弱环节的煤层气研究，不但包括偏基础性研究，也应重视开发工艺技术和设备研究，其结果将为实现非常规油气（特别是煤层气）的低成本开发开拓道路。

5.2.2 技术发展路线图

国内外煤层气关键工程技术包括资源评价技术、钻完井技术、压裂排采技术、以及地面工程技术及化工利用技术等，并根据行业需求确定煤层气未来的工程技术方向。为了加快煤层气的开发利用，还需要坚持市场引导，统筹规划布局，创新体制机制，加强技术创新，加快煤层气管道设施联网，为规模化生产、输送及利用奠定基础。当前，与煤层气相关的各项技术研究都在全面铺开，无论是理论研究，还是技术攻关，国内外都投入了大量人力物力，有些方面见到了明显效果。

1. 基础地质研究

基础地质研究的主要发展方向及趋势是从动力学角度研究成藏过程及其影响因素。利用宏观和微观条件，分析“五史”（构造演化史、沉积埋藏史、煤化作用史、地下水活动史、生气史）配置关系和“三性”（煤储层储气性、渗透性、煤层气可驱动性）协调发展，阐明成藏机理和分布规律，预测有利勘探区，提出部署意见。

2. 钻完井技术

国内煤层气钻井技术设备落后，应大力发展集欠平衡技术和普通直井技术于一体的千米车载钻机设备；实现多分支水平井中的 EMWD、连通工具、高效激振器的国产化；实现径向射流钻井技术及装备；完善多煤层连续油管射孔压裂技术；大力发展井壁稳定技术、水平井井身结构设计优化、与保护煤储层相适应的固井技术、洞穴完井增产技术。

根据煤层气藏与常规油气藏在孔渗及流动机理方面的区别，煤层气钻井技术势必向多分支水平井、超短半径水平井、U 形井及丛式井等方向发展。为了提高钻井速度，减少钻井过程中钻井液带来的地层损害，今后将研发应用空气钻井液及泡沫钻井液、膨润土钻井液、空心玻璃漂珠钻井液等新型钻井液。

3. 压裂工艺技术

压裂是煤层气井增产改造的主要手段，应集中发展与煤层气相适应的压裂技术。为更好地提高单井产量，减少储层污染，应开展相关研究，包括水平井压裂工艺、老井重复压裂、多分层连续压裂技术、低成本清洁压裂液及深穿透射孔复合高能气体压裂技术等。

目前，国内外煤层气井的压裂技术有凝胶压裂、加砂水压裂、不加砂水压裂及泡沫压裂等。随着压裂技术的发展及对煤储层认识的不断深入，需进一步研究发展新型的压裂工艺，如间接压裂技术、负压煤层复合压裂增产技术及低密度支撑剂技术。

4. 排采技术

排采效果与前期地质勘探、井网排布、钻完井过程相关，国内的煤层气还处于排采早期，对规律认识很不足。因此，应在以下几方面加强研究：排采过程中的渗流机理、定量化的排采工艺技术、煤层气井网优化技术及排采设备优化。

现场应用表明，电潜泵能较好地适应于各种煤层气井排采的工艺要求，对高产水量的煤层气井，用电潜泵进行大排量排水，有利于缩短排采时间，加快降压速度；变频调速电泵可大范围调整产液量，有利于平稳控制降液速度，从而实现平稳降压，用于大规模开发，可以大幅降低成本，提高排采经济效益。不过，电潜泵易受气体、煤粉、泥浆、砂（压裂砂、地层砂）、腐蚀性介质、电缆位置、

泵挂深度、井身结构、电泵选型等因素的影响。

相比之下，气举排采地面设备少，井下管柱相对简单。气举排采的最大特点是能够处理固体颗粒，受出砂、机械方面的影响较小，同时还能适应开采初期的大排量排水需求。气举排采在美国黑勇士和圣胡安盆地得到了成功应用，但技术要求很高。

5. 地面工程技术

煤层气地面工程技术发展主要注重地上地下紧密结合，优化总体方案，优化地面集输工艺，采出水的处理与利用，煤粉防治技术，地面集输关键设备及管材选型，煤层气地面集输管网及调度优化，地面集输标准研究及标准化设计等工作。

5.2.3 装备研制路线图

结合我国煤层气资源状况，加强煤层气钻井装备的理论与技术研究，建立统一的设备准入行业标准。目前，我国煤层气钻井主要依托油气田的相关标准，主要设备都应满足我国的石油标准，通过检验才能进行现场使用。而我国煤层气的储层特点有别于石油，压力普遍偏低。这在一定程度上造成了设备成本高，同时不利于设备的迅速搬迁。

开发出适应于煤层气钻井特点的低成本、轻便型、易运输的专用装备，并建立煤层气钻井装备的准入行业标准。这个标准的建立将规范我国煤层气钻井施工，提高钻井作业的安全性，高效、高质量地完成煤层气井钻井工作。这个标准的建立是煤层气钻井产业的一个重点，需要经过大量的研究，建立在对我国煤层气井压力充分了解的基础上。需应用多学科知识理论，加快新产品开发，利用机电液一体化技术，研制可实现煤层气经济开发的现代钻井装备。自动化和人性化程度的提高不仅能够大幅度提高装备效率，减小钻井作业人员的劳动强度，也有利于提高钻井质量，避免各种钻井井下故障。

我国钻井装备（含常规油气装备）自动化程度普遍较低。这个问题在煤层气开发中显得尤为突出，因此，如果解决了这个问题将会为我国煤层气产业的发展提供强劲动力。加强国际合作交流，借鉴美国、加拿大等国家开发煤层气的成功经验，不断完善煤层气钻井装备，有助于我国煤层气装备的快速发展。

加拿大的煤层气开发同我国一样，起步较晚，但是连续油管钻井技术的成功应用，使他们的煤层气产业得到了迅速发展。我国应该因地制宜，根据我国煤层气资源的特点，利用国外相应的先进装备进行钻井试验，充分消化其先进技术，进而研制开发具有自主知识产权的高效煤层气钻井装备。应根据我国煤层气各区块的实际情况，建立煤层气钻井装备的应用规划，优化产业结构，实现煤层气的高效开发，并指导新产品及技术的研究和应用。

我国含煤层气地区的资源特点及开发条件各不相同，应根据不同区块的基础

设施条件、埋深、储量和开发难易程度优选钻井装备。而不是一味采用先进装备。要通过优化开发模式降低钻井成本，提高开发经济效益。

加快基础设施建设，完善煤层气产业的相关扶持政策，提高装备企业的积极性。煤层气井单井产量低、生产周期长，与常规油气钻井相比经济效益不明显，所以很难调动国内众多制造企业的积极性。政府应该看到煤层气在环保、煤矿安全生产和改善我国能源结构方面的重要作用，加大煤层气开采扶持力度，提高煤层气产业的利润空间，甚至建立煤层气的相关法律，以规范煤层气产业的发展。

5.3 我国煤层气产业的风险分析

2005 年以来，我国煤层气产业得到快速发展。煤层气产业是把煤层气作为一种特定资源进行有计划地勘探、开发和利用的产业。煤层气产业风险是指在煤层气产业发展过程中与其经营相关的风险。由于煤层气具有自生自储、主要以吸附态赋存以及需要排水降压才能采气等资源属性，决定了煤层气储层与常规油气储层有着显著的差异，具有独特的产出机理，需要复杂的开采工艺。因此，煤层气开发项目具有投资大、回收周期长、技术难度大、风险高的特点。

目前，世界上煤层气产业发展最好的国家是美国，截至 2006 年，美国煤层气年产量达到 540 亿 m^3。2002 年，美国煤层气的单井平均产量就达到 8 802m^3/d。而 2012 年我国的煤层气产量（含矿井瓦斯）仅为 125 亿 m^3，不足 2006 年美国煤层气产量的 1/4。正是由于我国煤层气产业发展尚处于起步阶段，开发风险大，抗风险能力弱，基于能源安全和环境问题的考虑，应积极发展煤层气产业。然而，我国煤层气产业尚处于发展的初期阶段，今后能否成为清洁能源重要补充，取决于煤层气产业发展规模。只有加快配套设施建设、提高技术生产水平以及加大政策支持力度，才能有效促进我国煤层气产业的发展。

5.3.1 技术风险

煤层气产业开发具有高投入、高风险以及技术工艺复杂的特点，产业的规模、进展和成败最终仍取决于科技的发展程度。目前国内煤层气开发利用基础研究薄弱，相关企业技术水平尚不高，现有煤层气勘探开发技术不能适应复杂地质条件，钻井、压裂等技术装备水平较低，低阶煤和高应力区煤层气开发等关键技术有待研发，深部低透气性煤层瓦斯抽采关键技术装备水平也亟待提升。

技术研发不足直接影响煤层气生产规模化的实现，增加了开采的成本，并且降低了煤层气的实际利用率，削弱了煤层气在能源市场和化工原料市场上的竞争力。此外，虽然我国煤层气储量丰富，但由于具有低储层压力、低渗透率、低饱和度和高含气量的“三低一高”的复杂特征，开采难度大，开采技术要求高，目前由于开采技术滞后导致了现有煤层气单井产量有限。例如，位于沁水盆地南部的樊庄区块，地质条件优异，易于开采，但截至 2010 年 8 月底，稳定投产的

直井有 3 012 口，平均产量仅 1 650m^3/d，远低于美国 2002 年 8 802m^3/d 的平均单井产量。我国主要煤层气盆地地质参数见表 5－2。

表 5－2　我国主要煤层气盆地地质参数

盆地	面积/km^2	含气量/$m^3 \cdot t^{-1}$	渗透率/$10^{-3}\mu m^2$	储存压力/MPa·$(100m)^{-1}$
鹤岗	367	0.56～5.9	0.06～0.38	0.68～0.94
阜新	500	3.48～6.97	0.3～0.45	/
沁水	27 475	4.32～32.74	0.002～3.61	0.29～0.96
鄂盆东缘	16 310	3.22～20.72	0.016 1～3.87	0.54～1.08
渭北	11 231	2.30～27.20	0.010 18～2.59	0.60～1.65
六盘水	8 862	8～30	0.001～0.416	0.82～1.2
吐哈	17 432	1.37～2.01	0.06	0.16
渭南	6 570	2.04～14.74	0.011 4～0.388	0.95～1.28

资料来源：国际煤炭网。

尽管我国煤层气蕴藏总量很大，但赋存条件区域性差异大，煤层气资源赋存条件好的地方不多，多数地区呈低压力、低渗透、低饱和特点，勘探风险大，投入高，回收期长。在当前技术经济条件下，煤层气的开采深度通常较浅（埋深 1 000m 左右）。就全国范围来讲，真正具备煤层气勘探和开发条件的地区并不是很多。部分地区地质构造复杂，围岩透气性差，煤层气藏的渗透率低、吸附强、开采浅层煤层气的原始压力不高，解吸速度慢，使煤层气解吸及在煤层中的运移十分困难，打钻时容易顶钻、卡钻，抽放效率低，煤层赋存的瓦斯不易抽采，从而影响其利用。由于钻井液对煤层气储层有伤害，选择的钻井液应与煤层气储层具有很好的配伍性，目前还没有完全掌握以泡沫或空气为钻井液的煤层气钻井技术。同时煤层气抽采量不稳定致使矿区储备气源不稳定，会造成系统设备运转失调。

5.3.2　市场风险

1. 煤炭、天然气等引起的竞争风险

煤层气与煤炭之间的竞争主要表现在用作燃料方面，煤炭消耗在我国一次能源中所占比例高达 70% 左右。按热值计算，煤炭价格比煤层气低廉得多，按煤矿井口和煤层气井口价格计算，目前煤炭单位热值的价格只有煤层气单位热值价格的 25%，考虑当前我国经济发展水平，煤炭在我国能源结构中仍将占据很高的地位。天然气对煤层气产业的影响是深远的，两者从使用属性上来说没有多少差别，高浓度的煤层气可以和天然气混输，它们可互为替代品，这使得作为主流商品的常规天然气价格成为煤层气的定价依据。然而，目前天然气价格偏低，且

开采成本更为低廉，导致煤层气价格对开采企业来说更加缺乏吸引力。

2. 定价机制不合理造成的价格风险

目前，我国煤层气中只有用作工业燃料和汽车燃料的一部分是完全按照市场机制定价的，而其他用途的煤层气，或因影响居民正常生活，主要由政府定价或给出指导价；或因受制于公共电网而接受电网企业的垄断定价，基本都低于市场价。不合理的价格形成机制直接影响企业收益，导致煤层气产业发展缓慢、生产经营方式粗放、煤层气利用效率低下、能源浪费现象严重，这给我国煤层气产业的健康发展带来了极大的风险。

3. 市场空间结构不合理带来的结构风险

我国的煤层气资源分布相对于需求而言是极为不均的，其中，山西省 200m 以浅的煤层气储量占全国的近 1/3。2011 年，山西省煤层气的产量占全国的 43%，仅晋煤集团一家的产量就占全国总产量的近 20%。2012 年，全国煤层气地面抽采量达到 25.7 亿 m^3，其中晋煤集团生产 14.46 亿 m^3，占全国总产量的 56%。然而，我国对天然气资源需求量最大的主要是长三角、珠三角等东部经济发达地区，由于缺乏相应的输送管网，而不能充分享用到优质清洁的能源，严重制约了煤层气产业的快速发展。管道输送是煤层气输送供应的主要方式，现有煤层气输气能力较小，无法满足煤层气规模化发展的需要。目前，与国家天然气主干管线相连的煤层气管线，只有一条位于晋城的 30 亿 m^3/a 的支线管道。

4. 政策不合理引起的政策风险

煤层气与煤炭、石油天然气矿权的设置和管理存在的差异，导致煤层气和煤炭、石油天然气矿权交叉重叠，同时煤炭矿权零散分割的现状与煤层气勘查开发的大面积区域性要求不相适应，造成煤层气与煤炭资源的勘查和开采之间、企业与企业之间的不协调，矿业权人和投资者的利益难以得到有效保护。

近年来，虽然国家陆续出台了部分鼓励煤层气开发利用的相关政策，但与发达国家在煤层气开发利用起步阶段所采取的优惠政策相比还有相当差距。加之多数地处少数民族边远地区，经济发展相对落后，各级政府财政困难，落实国家关于煤层气开发利用的相关财政、税收等优惠扶持政策存在很大的困难。激励政策和措施力度不够，导致产业发展动力不足。煤层气项目具有投资大、回收期长、勘探风险大等特点，加上目前开发技术不够成熟、开采费用较高，很多项目处于亏损状态，财政补贴标准有待提高。

行业标准体系不健全制约了行业规范发展。近年来，国家研究制定了部分标准，促进了煤层气产业规范发展，但仍无法满足其快速发展的需要，目前煤层气标准存在体系不完善、交叉重复、基础工作薄弱等问题。数据显示，已出台的行业标准只占计划出台总量的 1/7，而且已发布标准主要集中在煤层气上游环节

(资源勘查和钻采等方面)，中游集输、下游终端利用以及安全、环保等标准还十分欠缺。此外，煤层气作为一个新兴产业，标准制定需要开展大量基础工作，尤其是调查研究工作。而目前的标准研究投入严重不足，研究机构积极性不高，研究人员相对匮乏，导致相关基础工作开展严重滞后，难以满足标准制定任务的需要。

从税收政策上说，煤层气属于清洁能源，有利于环保，相比之下，以煤炭作为燃料对环境的污染很大，然而燃煤污染的代价并没有在国家税收中体现出来。如果以征收污染税的方式或加大燃煤的环保要求，增加煤炭的使用成本而降低其竞争力，可为清洁能源利用创造机会。从补贴政策上看，根据国际通常的做法，在煤层气产业起步阶段政府需要给予产业补贴。1980—2002 年美国煤层气补贴标准见表 5 – 3。

表 5 – 3　1980—2002 年美国煤层气补贴标准

年份	财政补贴/(美分/m^3)	年份	财政补贴/(美分/m^3)
1980	0. 00	1992	3. 35
1982	2. 35	1994	3. 62
1984	2. 53	1996	3. 92
1986	2. 69	1998	4. 24
1988	2. 90	2000	4. 58
1990	3. 26	2002	4. 95

资料来源：国际煤炭网。

我国目前的煤层气补贴政策是 0. 2 元/m^3，考虑到当前的货币购买力和当年的汇率，我国的煤层气补贴和美国相比还是很低的，煤层气企业不能从煤层气产业中获得利润，不利于煤层气产业的可持续发展。

5. 管网设施不足风险

世界上煤层气开发最成功的国家是美国。美国煤层气形成产业主要得益于资源先天条件好，煤层透气性高，煤层气储层破坏程度较低，投入产出相对匹配。除此之外，还有一个重要原因，就是管网及配套设施建设超前，煤层气可以通过管道与天然气混合运输。

美国完善配套的天然气管网和地下储气库（分为枯竭油气田、含水层、盐穴三类)，以及已形成的天然气产业四大类市场主体（生产商、管道运输商、当地分销公司或当地公用设施公司、终端用户)，为煤层气的销售和利用创造了便捷的条件。天然气管道与油气生产商分离，分属于州际管道公司、地方配气公司和州内管道公司，几乎所有购气大户，特别是电力客户和工业客户，都有权从第三

方购气，不必非要从生产商手中购气。而我国天然气主干管线为 5.5 万 km，仅是美国的十分之一，而且还控制在少数油气巨头手中。管网系统不完善，部分地区至今未覆盖，区域性输配管网尤其不发达，煤层气公司外输煤层气无法利用天然气管线，个别地区建立的煤层气管网也只能实现就近输送，难以支撑整个产业发展。

管网垄断不仅导致煤层气外输困难，成本高企，而且带来三个弊端：一是油气巨头利用管网控制气源，获得超额利润，让天然气市场发展的红利一家独享；二是通过管道延伸抢占终端市场，扩大垄断领域与垄断程度；三是以控制的管网为本钱向政府讨价还价，在价格上要挟政府，使天然气价格改革难以推进。

5.3.3 资金风险

我国煤层气开发利用市场开始吸引越来越多的目光，国际社会许多投资机构和金融组织纷纷进驻我国煤层气市场。虽然近两年外资开发我国煤层气资源热情高涨，但不可否认的是，外资参与国内煤层气开发的障碍并未完全扫清。目前，困扰外资开发煤层气的不是技术和资金问题，而是最近两年经常出现的矿权纠纷问题。

近年来，虽然企业开展了不同程度的煤层气资源研究评价和勘查测试等工作，但仅靠企业有限的风险投入远不能满足煤层气勘探开发和产业化发展的需要。如果煤层气开发目标区地表条件差、部分矿区距离城市远，煤层气勘查开发成本高、气田建设难度大，预期效益较低，就会使得企业投资的积极性不高，影响了煤层气资源勘查和开发利用步伐。我国煤层气开发利用处于产业化的初期阶段，距达到建成年产气 500 亿～600 亿 m^3 的完全成熟的煤层气产业的目标任重而道远。勘探、开发投资需要数千亿元人民币，加上输送、利用等投资总计需要近万亿元，必须采取包括吸引外资在内的多种融资渠道。

目前，外商投资煤层气的进入途径主要可以分为如下几种：煤层气勘探开发领域、煤层气液化压缩销售经营领域、与当地煤矿企业合作进行煤矿瓦斯治理、煤层气相关技术咨询服务领域、煤层气管道建设领域以及煤层气勘探开采设备制造等。除煤层气勘探开发领域外，我国其他领域对外商进入途径的管理并不太严格，大部分途径允许外商独资。

在煤层气勘探开发领域，我国法律上并没有禁止外商同中方成立合资或合作企业，但是在实践中，外商通常与中方合作者签订 PSC 合同（产品分成合同）而不成立合资或合作的实体；在煤层气液化压缩销售经营领域，我国对外资还没有非常明确的限制，因此外资进入的形式多样。如亚美大陆煤层气有限公司与山西沁水签订了《山西省沁水县煤层气液化开发项目协议书》、中联煤与香港联盛集团联合投资建设了山西潘河 LNG 项目。除此之外，山西港华煤层气有限公司也是一个从事煤层气液化生产的中外合资企业。

在煤层气管道建设领域，当前，中外合资正在建设的端氏—晋城—博爱煤层气管道项目，其外方投资者为香港骏新能源集团有限公司。通过对外合作，煤层气勘探开发技术取得长足发展，包括丛式井钻完井技术、多分支水平井与U形井钻完井技术、多分支水平井主支下筛管技术、U形井水平段分段压裂技术、深煤层气水平井完井技术等。未来我国会更加重视对外合作，值得注意的是我国煤层气对外合作模式单一，将来可能会尝试技术服务、租赁、合资，煤矿区、开发区一体化等对外合作模式。

最近几年，地方煤炭企业进入中联煤登记煤层气区块从事煤炭作业生产，引发煤层气生产企业与煤炭生产企业的矿权纠纷，阻滞了外资参与国内煤层气开发步伐的事例屡见不鲜。出现这种现象的主要原因在于，煤炭探矿权管理归属于各省区，而煤层气探矿权的管理权则归属于国土资源部，矿权分置造成相关部门、企业之间产生经济利益和管理权限方面的纠纷。由于存在各自为政、自行发展的现象，煤层气开发自然难以形成规模化和产业化。这些不利因素的存在，造成地方与企业参与煤层气开发利用的动力不足，不同程度影响到外资参与煤层气开发的积极性。

《关于加快煤层气抽采利用的若干意见》就煤炭煤层气矿权问题明确规定："必须坚持先抽后采、治理与利用并举的方针，采取各种鼓励和扶持措施，防范煤矿瓦斯事故，充分利用能源资源，有效保护生态环境"；"坚持采气采煤一体化，依法清理并妥善解决煤层气和煤炭资源的矿业权交叉问题"。虽然国家出台了相关的政策，但是实际情况较复杂，具体落实难度较大。国务院出台《关于加快煤层气抽采利用的若干意见》，给予了外资开发煤层气大量优惠政策，包括亚美、BP公司等众多外资能源企业纷纷采取和中方公司合作的方式进入国内煤层气开采领域，但在运行过程中部分外资公司的投资进度由于矿权分置问题的客观存在受到严重影响。要促进煤层气的对外合作开采，这一现象必须得到克服。

第6章　结语

随着石油、天然气等常规能源的不断枯竭，以及世界能源需求的不断增加，煤层气这一非常规能源将会得到大规模开发利用，成为实现接替天然气储量的三类重要的非常规资源之一。因此，业内对我国煤层气产业的发展前景普遍看好，但也要清醒地认识到，煤层气产业发展的道路并不平坦。

面对不断增加的煤层气产能建设任务，我国煤层气单井产量低是突出的难题。截至2013年2月，我国累计完钻煤层气总井数达到12 100口，2012年产量仅25.7亿m^3，全国平均单井日产量约582m^3。而截至2012年12月，美国累计

钻井约 38 000 口，平均单井日产量超过 3 632m^3。如何针对我国低渗煤层气田的特点，从工程技术角度提高煤层气单井产量和开发效益是未来需解决的核心问题。

美国、澳大利亚等商业化开发成功的国家，其煤层气钻井地质条件相对简单。例如，美国煤层气盆地的煤层多为低阶煤，煤层稳定，渗透率偏高。与之相比，我国煤层气地层条件较为复杂。我国煤层气储层普遍具有特殊的低压、低饱和、低渗透特性；同时，我国煤层气田大多是中高阶煤层，煤岩强度低，易破碎；另外，煤层构造复杂，小断层及破碎带分布广。以上这些煤层地质条件对钻井工程技术提出了更高的要求：①煤储层低渗、低压特性给储层保护带来了挑战；②煤岩易破碎及断层分布广给煤层段钻进带来了巨大的井下作业风险。

我国煤层气资源量大，但产业规模小。与国外相比，我国在煤层气产业基础设施建设、政策法规配套与支持、投融资体系建设、技术创新与发展、项目的组织管理与实施等方面还存在着诸多欠缺，影响煤层气产业的快速发展。尽管我国与国外的煤层气产业发展条件存在着许多差异，但由于国外煤层气产业起步早，技术成熟，它将从技术、管理与政策各方面影响我国煤层气产业的发展。因此，研究国外的煤层气产业对发展我国的煤层气产业具有非常重要的借鉴意义。

“十三五”期间，我国煤层气勘探开发步伐会进一步加快，产业布局更趋优化，关键技术取得突破，产量大幅提升，重点煤矿区采煤采气一体化、煤层气与煤矿瓦斯共采格局基本形成，煤层气（煤矿瓦斯）利用率普遍提高，煤层气产业发展成为重要的新兴能源产业。为了实现这一目标，结合我国煤层气产业发展存在的问题，提出了“加强科学管理与人才培养、创造关键技术突破、完善法律法规保障制度、加强基础管网建设、实施管网准入制度”等战略及措施建议。

（1）加强煤层气矿业权管理　建立煤层气、煤炭协调开发机制，统筹煤层气、煤炭资源勘查开采布局和时序，合理确定煤层气勘查开采区块。在科学总结促进煤炭、煤层气产业协调健康发展经验的基础上，协调矿业权重叠重点地区煤炭、煤层气勘查开采方案，促进煤炭、煤层气产业和谐发展。

（2）鼓励规模化开发利用　统筹规划建设煤层气规模化开发区块输气管网等基础设施，支持大型煤矿区瓦斯输配系统区域联网，推进中小煤矿联合建设瓦斯集输管网。鼓励民间资本参与煤层气勘探开发、储配及输气管道建设。

（3）加强政策引导　调动企业进行煤层气勘探开发的积极性，加大各项优惠政策扶持力度，完善政策体系和体制机制保障。加快煤层气开发利用的投融资平台建设，支持有条件的煤层气勘探开发公司做大做强，鼓励地方燃气公司充分发挥技术、输送等方面的优势参与竞争。

（4）加强基础地质研究　加大经济投入，加强技术攻关，加大科技投入，依靠科技创新，实现重点突破。加强专业人才培养，培育自己的煤层气钻井技术

队伍，加强煤层气开发利用技术的研发与自主创新，实现我国煤层气产业的可持续发展。

（5）加强基础理论研究　进一步提高对煤层气的认识程度，加强技术攻关和示范，形成适合我国煤层气特点的水平井钻井技术系列，储备先进的钻完井技术，研发具有自主知识产权的煤层气钻井配套工具与装备，实现我国煤层气勘探开发关键技术的突破，加快我国煤层气产业实现跨越式发展。

我们可以通过引进或技术服务方式获得先进的煤层气勘探开发技术，不断提高单井产能，如在高煤阶区域引进水平分支井技术等。在直接引用国外相关理论和技术的同时，也需要通过技术突破和创新，自主研发适合我国地质条件的煤层气勘探开发关键技术，提高煤层气产量和效益。我国煤层气开发利用市场潜力很大，社会效益、经济效益丰厚。合理制定煤层气产业战略，对我国清洁能源的发展和安全具有重要的现实意义。

参考文献

[1] 邹才能．非常规油气地质［M］．北京：地质出版社，2011.

[2] Ian Palmer. Coalbed Methane Completions – A World View［J］. International Journal of Coal Geology，2010，82（3 – 4）：184 – 195.

[3] 马永峰．美国西部盆地煤层气钻井和完井技术［J］．石油钻采工艺，2003，25（4），32 – 34.

[4] 吕玉民，汤达祯，许浩，等．俄乌哈三大煤盆地煤层气地质及开发潜力对比［J］．资源与产业，2011，13（1）：99 – 107.

[5] 张建博．加拿大煤层气勘探开发现状［N］．西部时报，2009 – 5 – 15（15）．

[6] 姜勤．印尼煤层气资源丰富［N］．中国国土资源报，2007 – 4 – 13（004）．

[7] Alex Chakhmakhchev. Worldwide Coalbed Methane Overview［R］. SPE106850，2007.

[8] 卜小平．中国煤层气发展产业途径与前景分析［D］．北京：中国地质大学，2011.

[9] 接名训，葛晓丹，彭朝阳，等．中国煤层气勘探开发工程技术进展与发展方向［J］．开发工程，2011，31（12）：63 – 65.

[10] 郭广山，柳迎红，吕玉民．中国深部煤层气勘探开发前景初探［J］．洁净煤技术，2015，21（1）：125 – 128.

[11] 张松扬．煤层气地球物理测井技术现状及发展趋势［J］．测井技术，2009，33（1）：9 – 14.

[12] 汤红伟．煤层气地震勘探技术研究现状及发展趋势［J］．煤炭技术，2012，31（3）：164 – 165.

[13] 冯国富，安震，汪长栓，等．长井段脉冲爆燃压裂技术在 N2 – 4 – D48 井的应用［J］．石油钻采工艺，2012，36（4）：77 – 79.

[14] 屈丹安. DM－2 型电脉冲解堵设备研究 [D]. 北京：中国地质大学，2002.
[15] 邵文，朱仁飞，赵明. 煤层气智能排采系统的研究 [J]. 石油工程技术，2014 (11)：48－51.
[16] 赵庆波，孙粉锦，李五忠. 煤层气勘探开发地质理论与实践 [M]. 北京：石油工业出版社，2011.
[17] 付利，申瑞臣，乔磊. 煤层气水平井 PE 筛管完井技术 [R]. 2012 年钻井研究院（所）会议.
[18] 杨永青，王治华，王磊，等. 无限级滑套压裂新工艺在苏里格气田的应用 [J]. 钻采工艺，2015，38 (1)：62－75.
[19] 尹俊禄. 煤层气井产能预测与增产技术研究 [D]. 湖北：长江大学，2012.
[20] 汪长栓，姚元文，冯国富，等. 脉冲爆燃压裂技术在煤层气井中的应用 [J]. 钻采工艺，2013，36 (2)：128－130.
[21] 王宇红. 电脉冲储层处理技术在煤层气中的试验与应用 [J]. 科技传播，2011 (9)：125.
[22] 郭红光，王飞，李治刚. 微生物增产煤层气技术研究进展 [J]. 微生物学通报，2015，42 (3)：584－590.
[23] 白超峰，岳前升，吴洪特，等. BCTG 生物煤层气技术与发展前景 [J]. 中外能源，2014，19 (8)：25－28.
[24] 白振瑞，张抗. 中国煤层气现状分析及对策探讨 [J]. 中国石油勘探，2015 (5)：73－80.
[25] 孙茂远，范志强. 中国煤层气开发利用现状及产业化战略选择 [J]. 天然气工业，2007 (3)：1－5.
[26] 钱凯，施振生，林世国，等. 中国煤层气的产业化进程与发展建议 [J]. 天然气地球科学，2009 (6)：831－840.
[27] 穆福元，仲伟志，赵先良，等. 中国煤层气产业发展战略思考 [J]. 天然气工业，2015 (6)：110－116.
[28] 刘客，郑凯，洪强. 中国煤层气产业政策回顾与评价 [J]. 经济研究参考，2015 (19)：32－40.
[29] 雷怀玉，孙粉锦，陈艳鹏. 中国煤层气产业发展现状与展望——兼析《煤层气产业政策》的出台和影响 [J]. 国际石油经济，2013 (4)：11－16.
[30] 郭丽芳，王济川. 中国煤层气产业发展中的风险识别 [J]. 中国煤炭，2013 (9)：19－22.
[31] 郭艺. 大型煤层气田开发科技政策研究 [J]. 中国煤层气，2013 (3)：41－44.
[32] 张华珍，王利鹏，刘嘉. 煤层气开发技术现状及发展趋势 [J]. 石油科技论坛，2013 (5)：17－21.
[33] 邵凯旋. 中国煤层气产业发展分析与展望 [J]. 河南科技，2014 (10)：

251－252.
[34] 闫志强. 中国工程院院士袁亮：煤层气开发要三步走 [J]. 中国石油和化工，2014（11）：43.
[35] 秦勇，袁亮，胡千庭，等. 我国煤层气勘探与开发技术现状及发展方向 [J]. 煤炭科学技术，2012（10）：1－6.
[36] 魏晓东，赵军，刘清友，等. 煤层气钻机与井控装备现状及发展方向 [J]. 石油钻探技术，2011（5）：96－100.
[37] 徐凤银，李曙光，王德桂. 煤层气勘探开发的理论与技术发展方向 [J]. 中国石油勘探，2008（5）：1－6.
[38] 田润年. 煤层气发展技术突破和政策扶持是关键 [N]. 中国能源报，2013－12－02（15）.
[39] 程宇婕. 煤层气发展亟需“加油清障” [N]. 中国能源报，2015－03－23（4）.
[40] 张遂安. 煤层气产业“十三五”规划战略思考 [N]. 中国电力报，2015－06－13（1）.

第 4 篇

致密气

第 1 章　引言

相对于炒得火热的页岩气，致密气好像并没有为大众所认知。

致密砂岩气藏是指孔隙度低（一般小于 12%）、渗透率比较低（小于 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$）、含气饱和度低（<60%）、含水饱和度高（>40%），天然气在其中能勉强渗流的砂岩层。

致密气的概念最早出现于美国。致密气在砂岩和碳酸盐岩中均有发现。

目前，根据研究方向的不同，致密气藏有多种分类方式。其中比较常用的主要有：

（1）孔渗特征分类　依照美国能源部所制定的分类标准，储层可以根据其渗透率的大小而大体分为 5 类：常规气藏（渗透率大于 1mD）；近致密气藏（渗透率介于 0.1～1mD）；致密气藏（渗透率介于 0.05～0.1mD）；极致密气藏（渗透率介于 0.001～0.05mD）；超致密气藏（渗透率介于 0.000 1～0.001mD）。

（2）成藏与构造演化关系分类　按照致密气藏特有的成藏过程和盆地构造演化关系，董晓霞等又把致密气藏分为了“原生型”和“改造型”两大类。

“原生型”致密砂岩储层与其烃源岩有密切的关系，其主要特点表现为：在储层上倾方向气水关系呈现倒置，而下倾方向无底水存在，储层致密化的过程往往发生在排烃高峰期天然气充注之前。“原生型”致密砂岩的成藏不受构造圈闭的控制，一般发育在向斜中心、构造斜坡以及深部凹陷等部位。

“改造型”致密砂岩的储层致密化过程与排烃高峰期天然气充注的时间并无先后之分，但是其不同的先后关系对应着不同的成藏过程。对于储层先期致密而言，致密气藏的成藏过程主要受到晚期构造作用的影响，此时构造作用形成的裂缝系统会大大提高储层的渗透率。对于后期出现致密化的储层而言，储层对早期的天然气聚集起到了封闭作用，而晚期形成的裂缝系统仅仅对气藏起到了活化的作用。

（3）天然气充注与储层致密化的先后关系分类　对于致密气藏而言，不同的成藏机理以及成藏过程，对应着不同的成藏特征。姜振学通过划分储层致密化的时间（即是否形成常规气藏），把气藏分为“先成型”致密气藏和“后成型”致密气藏。

“先成型”致密气藏储层的致密化过程发生在天然气充注之前，在成藏的时候，储集层已经十分致密（孔隙度要求 <12%），其成藏过程要求“源藏伴生、源储一体”，其中源岩与储集层相距越近越好。该类气藏储集层多呈现出明显的气水倒置现象，气藏的形成多不受构造圈闭的控制。

“后成型”致密气藏，即气藏储集层致密化发生在排烃高峰期天然气充注之后，后期的构造挤压和成岩作用使得储层更加致密，使其不会受“源储”距离的影响，气藏的气水分布特点类似于常规气藏。

致密气储层除了最常见的砂岩外，还包括致密盐酸盐岩和火成岩、变质岩等，但在实际勘探开发中仅指最常见的砂岩类。致密气因储层致密、低孔、渗透性差而形成低产能难开采的现状，是一种不经过大型改造措施（水力压裂）或者是不采用水平井、多分支井，就不能产出工业性气流的砂岩储层。

低渗透砂岩气藏自然产能极低，尽管发现很早，至今仍难以进行商业开采。但紧缺的常规油气资源和日益增长的能源市场需求之间的矛盾又迫使人们要对此类气藏进行经济开采，而“井工厂”的作业方式和管理方式、水平井分段压裂等技术革新使得致密气商业化开发成为可能。

沉积作用和成岩作用是形成致密含气砂岩的主要原因，导致致密含气砂岩在埋藏深度、压力、温度等方面存在很大差异，给勘探开采构成困难。

目前世界上对致密含气砂岩还没有统一的标准和界限。因为不同的国家有不同的资源状况和技术经济条件，难以进行统一的界定。我国标准规定：致密含气砂岩是指覆压基质渗透率不大于 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$（绝对渗透率不大于 $1.0\times10^{-3}\mu m^2$），单井一般无自然产能或低于工业气流下限，但在一定技术条件下可以获得工业产量的砂岩气层。随着认识程度的提高，致密含气砂岩的概念也将不断发展和完善。

第 2 章　我国致密气产业发展现状

截至 2011 年年底，全国已累计探明致密气地质储量 3.3 万亿 m^3 左右，约占全国天然气总探明储量的 40%；可采储量 1.8 万亿 m^3，约占全国天然气可采储量的 1/3 左右；2011 年致密气产量 256 亿 m^3，约占当年全国天然气总产量的 1/4 左右，呈现出快速增长的势头。可以看出，致密气已成为我国天然气增储上产的重要领域，在我国天然气工业发展中占据非常重要的地位。

1990—2011 年我国致密气地质储量、产量增长情况见图 2－1。

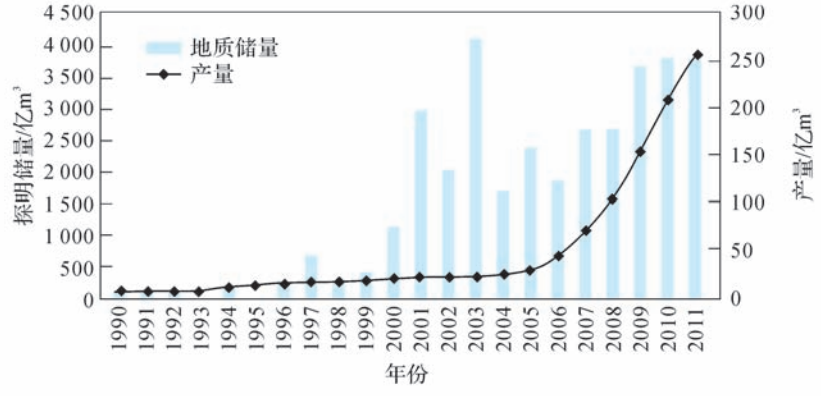

图 2－1　1990—2011 年我国致密气地质储量、产量增长情况

从图 2－1 可以看出，从 2001 年起我国致密气新增探明地质储量实现较大突破，达到近 3 000 亿 m^3，2003 年新增探明地质储量达到 4 300 亿 m^3，这期间探明的致密气地质储量主要集中在鄂尔多斯盆地上古生界，而鄂尔多斯上古生界天然气藏总体表现为低渗、低压、低丰度的“三低”特点，当时经济技术条件下难以经济有效地开发，使得致密气产量增长缓慢，2005 年全国致密气产量只有 28 亿 m^3 左右。最近几年新增探明地质储量虽然没有重大突破，但一直稳定在 3 800亿 m^3 左右，这期间探明的致密气地质储量主要集中在苏里格气田。在开发苏里格气田的过程中，集成创新了以井位优选、井下节流、地面优化技术等为重点的 12 项开发配套技术，实现了苏里格气田经济有效开发，使致密气产量从 2006 年开始进入快速增长阶段，致密气产量年增近 50 亿 m^3，并由此带动了全国致密气勘探开发不断取得重要发现。

2.1 开发致密气的意义

在常规能源供需矛盾突出的今天，非常规能源受到越来越多的重视，致密气已经成为全球继煤层气、页岩气之后的又一个非常规天然气勘探开发的热点。然而，在煤层气、页岩气和致密气三者之中，致密气的储量是最大的，开发难度也是最小的。我国的致密砂岩气开发早在 20 世纪 70 年代就已经启动。我国的致密砂岩气受当时“重油轻气”政策、技术、市场等条件制约，长期以来开发进展缓慢。由于致密气单井产出时间较短，要保证稳定的产量每年需要打更多的气井，这对于相关开采设备及技术企业来说，是一个持续稳定发展的机会。

由于致密气储量大、开采方便、环保节能，致密气开发前景非常广阔，国内外都开始了对这种能源的开发与利用。美国非常规气产量中，致密气产量超过其页岩气产量的 1/2。美国致密气资源的大规模开发利用，不仅使美国天然气产量快速回升，同时也带动了全球致密气开发的快速发展。2012 年，我国天然气总产量中，超过四分之一是致密气（产量达到 300 亿 m^3），2015 年全国致密气产量达到 500 亿 m^3。可以看出致密气已经成为我国非常规天然气开发的“领头羊”。

2011 年我国一次能源消费总量（合标准煤）34.8 亿 t，其中天然气的消费量 1 185 亿 m^3，折合标准煤约 1.58 亿 t，仅占总消费量的 4.5%。预计到 2020 年，我国天然气年总产量有望达到 2 300 亿 m^3，其中，非常规气可快速增长至1 200 亿 m^3，在非常规气中致密气产量将达到 800 亿 m^3，成为国产天然气的主体。从消费情况来看，2020 年天然气在一次能源消费结构中的比例有望超过 10%，成为真正的支柱性能源产业。预计到 2030 年，非常规气年产量可达 2 300 亿 m^3，占国产天然气总量的 61%，其中致密气 1 000 亿 m^3，天然气在一次能源消费结构中的比例有望突破 15%。从生产角度看，预计 2020 年我国天然气产量在一次能源产量中的比重将占到 7.8%，2030 年我国天然气产量在一次能源产量中的比

重将突破 10%。

我国经济的快速发展对能源需求量极大，考虑到致密气资源蕴藏丰富且低碳环保，因此，对致密气的开发应优先于煤层气和页岩气，成为当前能源勘探开发的重点内容。致密气属于砂岩气，我国在砂岩地质条件下勘探开发油气的经验相对丰富，相对于页岩气开发技术，我国的致密气开发技术相对成熟。致密气大部分分布在常规油气区块内，因此，可以利用现有的基础设施，对降低开发成本非常有利。更为重要的是，很多开发非常规天然气的关键技术可以在致密气的开发过程中得到检验和完善，为以后开采难度更大的页岩气做好技术上的准备。

2.2 我国致密气产业“十二五”期间取得的主要成就

2.2.1 鄂尔多斯盆地上古生界苏里格气田

鄂尔多斯盆地天然气大规模勘探开始于 20 世纪 80 年代末，目前已发现气田 9 个。近 10 年来，新增天然气探明储量以致密气为主，年均增长 1 000 亿 m^3 以上。苏里格、大牛地、乌审旗、神木、米脂 5 个探明储量超过千亿立方米的大型气田均为致密气田。鄂尔多斯盆地的苏里格气田和大牛地气田资源丰富，但储集层物性差，孔隙度为 4% ~10%，渗透率为 $(0.1 \sim 3.5) \times 10^{-3}\ \mu m^2$，单井产量低，产量递减快。

苏里格地区位于鄂尔多斯盆地西北部，远景资源量约为 5 万亿 m^3。1999 年初，苏 2 井下石盒子组试气获日产 4 万 m^3 的工业气流，苏里格地区天然气勘探就此展开。2000 年 8 月，苏 6 井压裂后获得日产无阻流量 120 万 m^3 的高产工业气流，标志着苏里格大气田的发现。自 2005 年引入市场竞争机制，加快开发步伐以来，通过依靠科技、创新机制、简化开采、走低成本开发路线，勘探开发取得重大进展，累计探明和基本探明地质储量 3.2 万亿 m^3，产量快速增长。2010 年产量突破 100 亿 m^3，2011 年产量达到 137 亿 m^3，从而超越克拉 2 气田成为我国第一大气田。

苏里格气田目前已发展成我国最大的致密气产地。“低渗、低压、低产和低丰度”的气田特性极为罕见，致使苏里格气田的开发一度陷入困境。经过十几年的勘探开发，苏里格气田目前的年产气量已超过百亿立方米，成为我国最大的内陆整装天然气田。

预计 2020 年，苏里格气田和大牛地气田的产量将分别达到 230 亿 m^3 和 35 亿 m^3。

2.2.2 四川盆地川中须家河组气田

四川盆地广安地区致密气藏勘探经历了复杂历程，1967 年广 19 井就发现了须家河组致密气藏。川中地区须家河组致密气储集层物性也较差，孔隙度为 6% ~10%，渗透率为 $(0.1 \sim 5) \times 10^{-3}\ \mu m^2$，而且其储量丰度较苏里格气田更

低，勘探难度大。在随后近 40 年的勘探开发历程中，因地下条件复杂，以及地质认识与工艺技术的限制，以构造圈闭勘探为主，发现了 7 个构造圈闭气藏和一些含气构造以及部分零星分布的高产气井。2005 年 3 月，广安 2 井须六段射孔完井试油测试获日产天然气 4.2 万 m^3 的高产工业气流。随后广安 3 井、广 108 井等也获工业气流，就此开启了广安地区低渗透砂岩气藏勘探的新篇章，并相继发现了合川、安岳等千亿立方米大气田，从而掀起了川中地区须家河组致密气勘探开发热潮。2006—2011 年川中地区须家河组合计新增探明地质储量 5 971 亿 m^3，2011 年须家河组致密气产量超过 15 亿 m^3，预计 2020 年致密气产量将达到 60 亿 m^3。

2.2.3 塔里木盆地库车地区克深气田

库车坳陷勘探面积为 2.3 万 km^2，远景资源量约为 3 万亿 m^3，继 2000 年探明克拉 2 气田、2001 年迪那 2 井突破之后，4 年间钻井 18 口均未成功。近年来，持续坚持山地地震攻关与研究，深层构造得到进一步落实，2007 年优选克深 2 号构造上钻，钻深 6 573 ~ 6 697m 获得日产 46 万 m^3 高产气流，突破了克深构造带深层勘探。随后钻探的克深 1、克深 201、克深 202 井均获高产气流，储量规模超过 3 000 亿 m^3。

2.3 致密气勘探开发关键技术

目前美国、加拿大等国所掌握的致密砂岩气藏的勘探开发技术处于世界领先地位。

我国致密气发育的盆地以陆相与海陆过渡相为主，此外，在气藏分布、气藏特征方面与国外也都有所差异，因此，技术上有借鉴之处，又不能完全移植。我国在致密气勘探方面主要是依靠对构造、圈闭及后期演化的研究，开采技术理论研究起步晚，以借鉴国外直井、丛式井和水平井分段压裂技术为主。目前我国掌握的致密气开采工艺技术主要包括储层评价技术、气藏描述技术、优化布井技术、多级加砂压裂技术、排水采气技术、钻井和完井技术、控水和排水技术等。

2.3.1 储层评价技术

对储层进行准确的评价是制定合理开发方案的基础。

我国须家河组气藏已经实现了相对富集区（含气饱和度 > 55%）的有效开发，形成了富集区预测评价技术，即在沉积演化史、构造史和成岩演化史分析基础上，通过建立储集层成因模型，分析有利储集层发育的控制因素，揭示富集区分布的地质规律；叠前储集层预测技术，主要用于泥岩、强胶结砂岩、含气砂岩、高含水砂岩混杂分布条件下的气层识别问题，现已在安岳、广安等气田得到成功应用；对致密砂岩储集层的评价，可利用核磁共振技术进行双孔隙模型可动流体评价和含气饱和度定量评价，获得地层有效孔隙度、渗透率、自由流体和束

缚流体体积、孔隙结构等与储集层物性和产能有关的地质信息，正确评价气藏开发潜力；阵列测井技术，可根据不同探测深度下的不同测量曲线来准确识别气水层、计算含水饱和度、定量评价薄层（能有效分辨 0.3m 的薄层）。

2.3.2 气藏描述技术

精细气藏地质描述是对气藏进行三维空间定性、定量描述和评价的一种综合技术。该技术系列包括三维可视化技术、构造描述技术、频谱成像技术和地震叠前反演技术等，这些技术可使钻井成功率提高到 85% 以上。

2.3.3 优化布井技术

优化布井技术是将地震、地质、测井和气藏工程加以综合的一项技术。优化布井技术包括井位优选、井眼轨迹设计和井网优化三方面，同时需要将气藏的滚动描述与优化布井相结合。以苏里格致密砂岩气田为例，优化布井技术包括：①由定量地质模型约束井距设计。②通过试井评价泄压范围优化井距。③通过干扰试井进行井距验证。④通过数值模拟优化区块井网部署。⑤通过经济评价约束极限井距。上述技术的实施使苏里格气田井网由初期的 800m × 1200m 加密到 600m × 800m，储量动用程度提高了 10%。此外，苏里格气田还在油气较富集区块开展基于三维地震气藏描述的水平井整体部署开发试验，利用相关信息建立气藏三维数据模型，精细刻画单砂体的分布，进行水平井轨迹优化设计和多种井型的整体部署，同时减少井场占地面积，并有利于开展钻完井和储集层改造的工厂化作业。

2.3.4 钻井完井技术

目前，适用于致密气的钻井技术主要有：水平井、定向井、多分支井钻井工艺技术，小井眼技术，连续油管钻井技术，套管钻井技术，空压钻井技术，欠平衡钻井技术，复合钻井技术以及快速钻井技术等。其中，小井眼钻井技术和欠平衡钻井技术是目前应用较多的低成本钻井工艺，并在国内外钻井数中占有越来越多的比例。

完井技术主要有：①多级水平井裸眼完井技术，能提高完井效率，减小完井费用和时间。②多分支井完井技术，可提供分支之间有效隔离，确保长期完井的成功。③完井裂缝隔离方法，可减少对地层的伤害，与油藏充分接触，但费用较高。

2.3.5 多级加砂压裂技术

分层压裂技术可用于对纵向上小层、薄层较多的致密砂岩气藏进行充分改造，有效提高剖面上储集层的动用程度，提高单井产量。直井分层压裂已经形成了以不动管柱机械分层压裂为主的多层压裂工艺，可连续对最多 6 层进行适度规模压裂，苏里格气田应用效果证明：应用分层压裂的单井产量比笼统压裂有显著增加。

对于构造主体不含水的多层状致密气砂岩气藏，采用水平井整体开发技术，当裸眼长度超 1 000m 以上时，部分井采用阶梯状水平段设计以提高储集层钻遇率，并采用裸眼封隔器滑套进行多级大规模水力压裂改造工艺，可有效提高储集层的动用程度。水平井分段压裂已经形成了不动管柱水力喷砂分段压裂、水平井裸眼封隔器多级滑套分段压裂、速钻式桥塞分段压裂、限流分段压裂等主体技术。分段压裂技术在登娄库组气藏取得了单井产量 8 万 ~21 万 m^3/d 的好效果，单井产量与同区块直井相比提高了 4 倍以上。预计单井累计产气量可达到 2 亿 m^3，与同区块直井相比提高 3 倍以上。我国水落喷砂分段压裂技术已处于国际领先地位。

2.3.6 排水采气技术

国内企业开发了多种系列起泡剂和消泡剂，用于解决在含水饱和度较高的区块致密气单井产量低、携液能力差的问题，形成了以泡沫排水为主体的排水采气技术。该技术在产水气井中得到广泛应用，其特点是施工容易、收效快、成本低、不影响日常生产。

2.3.7 提高单井产量技术

提高单井产量技术包括：①以地震叠前信息为主的含气性检测技术，主要包括 AVO 技术、弹性参数反演技术、能量吸收分析技术等。②以机械封隔器为核心的直井多层加砂压裂技术，提高了剖面储量动用程度，使单井产量达到商业开采标准。③水平井多段加砂压裂技术，使单井控制储量和单井产量大幅提升，气田的开发效益显著增加。

2.3.8 降低开发成本技术

降低开发成本技术包括：①通过井身结构优化、提高机械钻速、缩短钻井周期，使钻井成本降低。②以井下节流为核心的采气工艺技术，有效防止了井口天然气水合物的形成，去除了井口加热和化学剂注入装置，降低了地面管线运行压力，简化了地面集输流程，大大降低了地面工程成本。③采用小井眼钻井技术开发，进一步降低了开发成本。

2.3.9 数字化生产管理技术

该技术将后端的决策支持系统向生产前端的过程监控延伸，可提高工作效率和安全生产管理水平。

苏里格气田开发过程中形成的数字化生产管理系统能够实现数据自动录入、方案自动生成、异常自动报警、运行自动控制、单井自动巡井、资料安全共享和流程化应急指挥等功能，目前正在向其他油气田推广应用。

2.4 三大石油公司进入致密气的产业化进程

我国的致密气开发经历了三个阶段：

（1）起步探索阶段　1995 年以前，我国致密气行业发展处于探索起步阶段。按照致密气的概念及评价标准，我国早在 1971 年就在四川盆地川西地区发现了中坝致密气田，之后在其他含油气盆地中也发现了许多小型致密气田。但早期主要是按低渗、特低渗气藏进行勘探开发，进展比较缓慢。

（2）平稳发展阶段　1995—2005 年，我国致密气行业发展处于平稳发展阶段。20 世纪 90 年代中期开始，鄂尔多斯盆地上古生界天然气勘探取得重大突破，先后发现了乌审旗、榆林、米脂、大牛地、苏里格、子洲等一批致密气田。特别是 2000 年以来，按照大型岩性气藏勘探思路，高效、快速探明了苏里格大型致密气田。

此外，四川盆地上三叠统须家河组等也有零星发现，但储量规模均比较小。1996—2005 年，全国共新增探明致密气地质储量 1.58 万亿 m^3，年均新增探明地质储量 158 亿 m^3，占同期天然气新增探明总储量的 44%。

尽管我国致密气勘探不断获得重大发现，储量也快速增长，但主要集中在鄂尔多斯盆地上古生界，而鄂尔多斯上古生界天然气藏总体表现为低渗、低压、低丰度的“三低”特点。在当时的经济技术条件下难以经济有效地开发，使得我国致密气产量增长缓慢，到 2005 年，全国致密气产量仅有 28 亿 m^3 左右。

（3）快速发展阶段　2006 年至今，我国致密气行业发展进入快速发展阶段。按照致密气田勘探开发思路，长庆油田实现合作开发模式，采用新的市场开发体制，走管理和技术创新、低成本开发之路。集成创新了以井位优选、井下节流、地面优化技术等为重点的 12 项开发配套技术，实现了苏里格气田经济有效开发，从而推动苏里格地区致密气勘探开发进入大发展阶段，并带动全国致密气勘探开发不断取得重要发现。

2.4.1　中石油致密气发展状况

在非常规油气领域，中石油当前的开采重点是致密气，而非已被热炒的页岩气，比如位于内蒙古鄂尔多斯盆地北部的长庆苏里格气田。

中石油 2013 年 12 月发布消息称，公司首个致密气重大科技攻关专项——致密气藏开发重大工程技术研究在北京通过验收。这是中石油在致密气领域设立的首个重大专项，填补了中石油致密气开发工程技术标准规范体系的空白。

这一重大科技专项重视产品研发、软件开发和标准建立等有形化成果及知识产权保护，其中，仅知识产权方面就申报并获得国家专利 74 项，发表论文 87 篇，创新突破致密气核心开发技术系列，有 5 项国际先进技术和 7 项国内领先技术。致密气藏开发重大工程技术在长庆油田和吐哈油田推广后，新增致密气可采储量 4 288 亿 m^3，采收率提高 10%，新增天然气产量 40.18 亿 m^3，直接经济效益提升显著。

这一重大科技专项于 2010 年 9 月正式批准启动实施，研究周期共分为两个

阶段：第一阶段是2010年9月至2013年6月，第二阶段是2013年7月至2015年12月。通过致密气藏多层多段压裂技术研究、致密气藏工程地质与水平井地质布井综合研究、致密气藏钻完井技术研究、致密气藏测井采集处理与评价技术研究、致密气藏低成本地面配套工艺技术、长庆致密气藏开发先导性试验、吐哈致密气藏开发先导性试验，形成我国致密气技术体系框架，实现技术体系在中石油相关领域的全面应用。

此专项由中石油集团公司科技管理部组织实施，中石油下属的长庆油田、吐哈油田、川庆钻探、中油测井、勘探开发研究院、经济技术研究院和休斯敦技术研究中心等单位共同承担研究、示范及推广任务，对中石油进一步推进致密气工作，加快开发进程，降低开发成本，提高致密气开采技术国际竞争力具有重要推动作用。

目前，我国致密气开发已经克服了技术和管理上的难题，实现了规模化生产。前瞻网致密气研究报告指出，目前致密气开采较为容易，原因有以下几点：一是致密气技术相对成熟；二是致密气储量资源丰富，采用类比法计算得出我国致密气可采资源量为10万亿 m^3。而页岩气从理论上说储量资源丰富，但猜测成分较大；三是开采致密气成本较低，因为致密气的分布大部分与常规气重叠，可与常规气共用管道运输等基础设施。

由于页岩气开采成本高，技术不成熟等因素，企业倾向于开采致密气，比如中石油集团在非常规油气领域开采的重点是低渗透的致密气，目前重点开发的是位于鄂尔多斯盆地北部边缘的长庆苏里格气田，该气田是我国年产气量最大的整装气田。从中石油1999年勘探开发起，苏里格气田已累计发现20多个区块，累计探明及基本探明地质储量大于3万亿 m^3，历年生产总气量近400亿 m^3，未来苏里格气田年产气量将达到230亿 m^3。

2.4.2 中石化致密气发展状况

中石化在2012年9月制定了致密气与页岩气发展路线图，认为致密气现实性最好，是发展非常规天然气的领头羊，具备优先加快发展的条件，应尽快形成规模产量。

以鄂尔多斯、四川、塔里木等盆地作为重点，加快致密气探明储量和增加产量的步伐。鄂尔多斯盆地上古生界致密气探明储量和产量逐年大幅增加，是致密气快速发展的基础和保障。川中地区须家河组气藏分布较为复杂，2006—2011年累计探明储量近6 000亿 m^3，但2011年产量仅15亿 m^3，若加快增产步伐，有望成为致密气产量的重要增长地区。塔里木盆地库车地区深层白垩系致密气资源潜力大，是增储上产的重要地区。同时，库车地区侏罗系致密气资源近期也有大的突破，应积极勘探。另外，塔里木盆地东部志留系致密砂岩普遍含有大量的天然气，并有工业气井，是一个不可忽视的地区。

把火山岩天然气纳入致密气范围，加快发展准噶尔及松辽盆地的火山岩天然气及致密气。准噶尔盆地侏罗系致密气资源潜力丰富，具有 5 000 亿 m^3 规模的可采资源量，最近几年还在准噶尔盆地的东部火山岩中发现大量的天然气。以克拉美丽火山岩气田为例，储层渗透率都很低，应当归属致密气的范畴。松辽盆地白垩系致密气具有 1 万亿 m^3 规模的可采资源量。同时，在松辽盆地的北部和南部，徐家围子及长岭地区发现大量火山岩天然气，岩性也非常致密，应纳入致密气的范畴共同加快发展。

积极勘探开发吐哈、渤海湾和柴达木盆地的致密气。吐哈、渤海湾和柴达木盆地的致密气勘探开发应积极进行，争取紧跟鄂尔多斯、四川、塔里木等主要致密气区的勘探开发，尽快实现规模上产。

我国致密气储量完全动用难度很大，主要原因是关键技术尚需进一步攻关，对于难以动用的储量，高投入产生的高成本与气价不匹配，完全没有经济效益。因此，在科技攻关的同时，需要国家政策扶持，尽快推动气价改革到位，使致密气储量尽可能多地动用起来。此外，国家应通过优惠政策扶持来促进科技攻关。如科技攻关所需相关进口仪器的税收优惠、将前期研究和勘探费用冲抵部分上缴税费、免交探矿权和采矿权使用费、适当减免企业所得税、对新技术和新工艺的研发费用参照煤层气税费优惠政策等。

同时，中石化提出了我国致密气发展三步走设想。我国致密气已经建成规模产能，应分步实施，加快发展。第一步，“十二五”期间加快鄂尔多斯、四川、塔里木三大气区的上产步伐，同时全面加强准噶尔、松辽、吐哈、渤海湾和柴达木等盆地致密气勘探，落实可利用资源，发展完善勘探开发配套技术，2015 年全国致密气产量达到 500 亿 m^3。第二步，“十三五”期间在主要盆地全面实现致密气大规模开发利用，形成系统配套、高效、低成本的技术体系，进入产量增长高峰，2020 年致密气产量达到 800 亿 m^3。第三步，2020 年以后致密气产量稳定增长，2030 年产量达到 1 000 亿 m^3。

2.4.3 中海油致密气发展状况

中海油研究总院新能源研究中心经过多管齐下的研究分析，在致密气储层预测技术研究上取得新进展，为致密气勘探开发铺平道路。

新能源研究中心综合地质首席工程师刘铁树介绍，致密气分布规律和常规油气不同，具有大面积“准连续”分布、储量丰度低、产量低等特点，为了更好地勘探开发致密气，需要寻找“甜点”，也就是致密气相对富集的高产区带。不过，致密气层大部分“夹”在泥岩之间，层薄，这种“三明治”组合给寻找“甜点”带来很大的困难，常用的储层预测技术面对致密气多无可奈何。

针对这种情况，研究人员“多管齐下”，首先在地震资料上尽量提高分辨率，通过分频反演，“抽出”高频部分进行分析，寻找细微的变化，然后利用正

演逐步摸清岩层的“脾气”，识别出薄层变化，最终让“甜点”无处藏身。

同时，经过分析，研究人员发现致密气分布和产量受物性影响明显，而物性则与沉积微相有着千丝万缕的联系，这样“顺藤摸瓜”，确立了“微相控砂，物性控藏”的理念，通过定源、找砂、评组合，确定“甜点”，进一步使致密气预测技术有了“准头”。

如今，研究人员正进一步深入研究致密气储层预测技术，并推进致密气勘探工作的开展，一旦通过钻探检验，将使致密气勘探开发上一个新台阶。据统计，我国三个近海盆地的致密气可采资源量十分可观，约占全国致密气资源总量的14%，这项技术的突破也将给海上致密气勘探开发带来“福音”。

2.5 我国致密气产业发展存在的主要问题

2.5.1 储量动用程度和采收率有待提高

北美地区致密砂岩气藏一般储集层累计厚度大、储量丰度高，直井密井网与多层改造是其主体开发技术，井网密度可达 10 口/km^2，单井压裂层数可达 20 层以上，气藏采收率可达 75%。我国致密砂岩气储集层薄、丰度低，储量动用程度和采收率的高低受储集层本身地质条件、工艺技术水平、经济环境、开发政策等多种因素影响，仅靠井网加密，到一定程度后难以确保单井经济极限采出量，目前苏里格气田 600m × 800m 井网的采出程度仅 30% 左右。

2.5.2 亟需新增储量

目前，对于已开发的部分属于致密气的低渗气田，如储层下限降低，储量将更加丰富，需要进一步开展资源潜力研究，评价资源潜力，拓宽勘探领域，落实与产能规模相适应的致密气储量。

2.5.3 单井产量有待提高

近两年来，我国天然气水平井开发技术发展迅速，水平井段长度 1 000 ~ 2 000m，压裂 5 ~ 15 段，产量达到了直井的 4 倍以上。但与国外先进技术水平相比，还有很大的提升空间。

2.5.4 新类型和难动用储量的开发技术攻关

塔里木盆地库车地区山前构造带的块状致密砂岩气埋藏深度可达 5 000m 以上，并具有异常高压，需要开展高陡构造带钻井提速、超深高压井压裂改造等关键技术攻关。对于须家河组气藏原始含水饱和度大于 45% 的区块目前还难以实现有效开发，需要开展低成本带水采气技术攻关。

2.5.5 亟需强化增产工艺技术

目前，直井分层压裂（尤其是一次分压 10 层以上的）、大型压裂、水平井分段压裂技术是致密气单井开发的主体工艺技术，需要继续进行工艺技术攻关，降

低成本，提高单井产量，实现规模有效开发。

2.5.6 稳产接替与后期气井管理

由于致密砂岩气井初期递减快，需要井间接替或区块接替来保证气田的稳产。以苏里格气田为例，按照直井生产方式，要保持 250 亿 m^3/a 的稳产，每年需要新钻近 1 000 口井弥补递减，工作量巨大，因此，应最大限度地提高水平井的应用规模，减少稳产接替工作量，节约管理成本。另外，致密气井生产后期进入低压低产的生产状况，携液能力差、井筒积液严重，需要开展低压低产井采气工艺技术和生产管理研究，并借鉴国际智能化油气田开发管理的新理念和新技术，提高致密气开发水平。

2.5.7 政策扶持力度和落实不够

完整的致密气产业是以开发利用致密气资源为目的的能源产业，国家出台对致密气的勘探、开发、销售等优惠政策是促进致密气产业快速发展的关键。我国现行的致密气资源开发利用政策与法规，基本是比照常规天然气制定的，从安全生产、排放标准、资金融通、管道运输以及消费利用等方面出台了一系列的优惠政策，但我国致密气资源开发利用政策扶持力度和落实还不够。致密气产业发展涉及土地、税务、环境保护等部门，需要政府引导、扶持、规范、调控和监督，协调各部门的利益，引导致密气产业快速健康的发展，带动致密气区域的经济效益和环境的协调可持续发展。我国致密气产业尚处于发展初期，具有风险大、成本高的特点，亟需政府在相关产业政策方面给予一定的支持。目前，我国还没有出台专门支持致密气勘探开发的税收优惠和补贴等财政税收政策，致密气开发及利用的相关价格及市场拉动政策也没有出台，成为制约致密气勘探开发的一个关键问题。

2.5.8 配套技术有待完善与提高

我国部分致密气通过优选富集区，初步实现了有效开发，但如何依靠工程技术创新，实现整体规模的开发，仍是致密气开发面临的重要课题。而已开发致密气藏仍面临进一步提高单井产量和采收率等问题，如何配套完善开发技术，探索更有效的储层改造和水平井等新工艺技术，是开发面临的更大挑战。致密气资源开采过程中要排出大量的水，但我国致密气开采过程还没有完善的水处理方法和标准，随着对环境保护的要求越来越高，对致密气开采出水处理将会成为致密气资源产业化进程中需要重点关注的一个环节。我国致密气开发技术尚未取得突破，埋深大于 800m 的致密气资源缺乏成熟的开发技术，需要加强深层主体开发技术攻关。已开发致密气单井产量较低，直井平均每日不到 1 500m^3，如何通过新工艺技术，在完善开发工艺的同时，形成低成本配套开发技术是面临的主要挑战。我国致密气开采的技术装备已有一定基础，要继续加强国际合作和自主创新。我国在钻机、压裂车组、井下设备等装备制造方面已有较强的技术和生产能

力，国内公司的钻井设备已批量出口美国用于致密气开发。我国主要在系统成套技术和一些单项配套技术设备方面存在不足，只有通过大量的应用实践来不断积累经验。目前需进一步选取典型试验区进行现场攻关试验，重点研究致密气藏开发机理、开发规律、井型井网优化、合理配产和合理产能规模等开发技术政策和配套技术研究，适应致密气快速发展的要求。

2.5.9 管道建设制约产业发展

2011 年，我国油气管道建设突飞猛进，天然气管道建设取得突破性进展。西气东输二线东段工程顺利建成投产，加上另外 5 条长输管道的建成投入运营，2011 年国内新增天然气长输管道里程超过 5 000km，使全国干、支线天然气管道总长度超过 50 000km，形成西气东输、川气东送、海气登陆、进口管道气和进口液化天然气多渠道、多气源、多元化供应的天然气发展格局。但非常规天然气的上网运输涉及多方面的协调合作，同时，从非常规天然气生产地到主管网之间的运输也是一个问题，管道建设问题在一定程度上制约了非常规天然气资源的开发利用。

2.5.10 加强国际合作和引进国外先进技术有待提高

在大力推进能源国际合作的同时，我国石油石化企业国际化经营步伐进一步加快，海外油气合作规模进一步扩大，2011 年油气产量达到 8 500 万 t 油当量，比 2010 年增长 10% 以上，海外油气合作的一个显著特点是大规模向油气下游领域拓展和延伸。非常规天然气资源产业是资本、资金、技术密集型产业，需要吸取国际先进经验，在国际合作的过程中，不仅仅是需要“引进来”，同时也需要“走出去”。国外对于致密气开发具有一系列先进技术，但受致密气藏类型、环境、开采条件等因素影响，很多技术在我国并不适用，但依然有很强的借鉴意义，在试验田开发新技术，做到西学东用是促进我国致密气产业发展的重要途径。

第 3 章 国外致密气发展现状

目前，国外对致密气藏的研究和勘探重点集中在深盆气藏，通过三维地质数据，研究古沉积相的途径，确定致密砂体的分布范围，利用钻井、测井资料分析致密砂岩储层的物理特征，再通过分析水气配置关系来进行气藏的识别。

致密气藏渗透率低，必须经过储层改造来提高储层的渗透率，使其具有工业开采价值。

3.1 美国致密气开发现状

据美国联邦地质调查局测算，全球已发现或推测发育致密气的盆地大约有70个，资源量大约为210万亿 m^3，在亚太、北美、拉丁美洲、前苏联、中东、北非等地区均有分布，其中亚太、北美、拉丁美洲分别拥有致密气资源量为51.0万亿 m^3、38.8万亿 m^3、36.6万亿 m^3，占全球致密气资源的60%以上。而按照资源三角分布概念，致密气资源量应超过常规天然气资源量，显然全球致密气资源量210万亿 m^3 这一估值较为保守，这主要是因为在许多国家和地区中往往把致密气作为一种低渗或特低渗的常规天然气藏进行勘探开发，相关统计数据与资源评价结果严重缺失，除北美之外可利用的评价资料很少，难以比较准确地得出全球资源储量数据。除此之外，还有其他研究机构和学者对全球致密气资源进行过测算，结果不尽相同，有的甚至有大幅度增加，显示出对全球致密气资源的乐观，表明全球致密气资源丰富，分布范围广泛，发展前景光明。

全球致密气资源分布情况见图3－1。

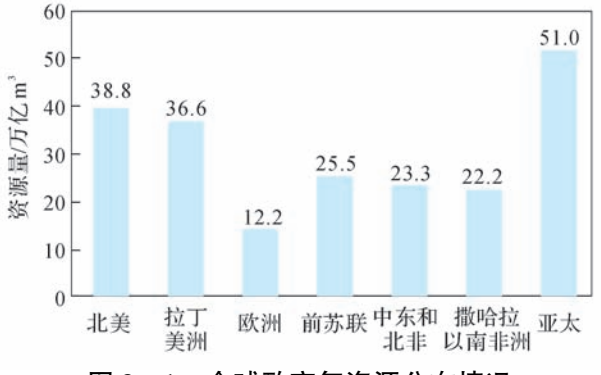

图3－1　全球致密气资源分布情况

美国致密气勘探开发大致始于20世纪70年代末。当时面临天然气产量大幅下滑、供需失衡不断加剧等问题，美国政府出台了一系列税收优惠和补贴政策以鼓励非常规气体能源和低渗透气藏的开发。在政策扶持下，美国致密气勘探开发率先取得重大突破，并进入快速发展阶段。1990年美国致密气产量就已突破600亿 m^3，1998年突破1 000亿 m^3。2010年，美国已在23个盆地发现约900个致密气田，剩余探明可采储量超过5万亿 m^3，生产井超过10万口，致密气产量达到1 754亿 m^3，约占美国天然气总产量的29%，成为美国天然气产量构成中重要的组成部分。

美国的皮申斯盆地是一个典型的前陆－克拉通盆地，面积14 000km^2，天然气资源量约为5.6万亿～8.4万亿 m^3。1952年在盆地内发现Mesaverde地层含有天然气，进而发现了Rulison致密气田，但直到1993年在经过了长期的试验室分

析、不同井距开采试验、现场压裂试验后才具备了商业开采价值，之后致密气产量快速增加，2008 年产量达到 32.5 亿 m^3。

目前，美国进行致密气开发的盆地主要是落基山地区的大绿河盆地、丹佛盆地、圣胡安盆地、皮申斯盆地、粉河盆地、犹因他盆地、阿巴拉契亚盆地和阿纳达科盆地。

3.2 加拿大致密气开发现状

全球致密气资源丰富，分布范围十分广泛，其中加拿大是致密气开发较为成功的国家之一。

1953—1976 年，在针对白垩纪岩性地层圈闭勘探过程中，曾有近百口井钻遇到致密砂岩气层，但当时主要勘探目的层是密西西比系，加之气层压力较低、储层致密、井筒伤害等原因，一直不具有商业开采价值。1976 年，经技术人员仔细的岩石学分析和系统的测试资料对比，发现了下白垩系大量可采气层，埃尔姆沃斯气田得以发现。埃尔姆沃斯气田面积为 5 000km^2，气藏埋深 1 500m，气层厚度为 1 000m，可采储量 4 760 亿 m^3，2008 年该气田产量已达 88 亿 m^3。

致密气储量丰富的西部地区阿尔伯达盆地深盆区，分布面积达 6 400km^2 左右，地质储量大约为 42.5 万亿 m^3，其中的艾尔姆沃斯、霍得利两大致密气田的可采储量就达到了 6 490 亿 ~ 6 780 亿 m^3。

加拿大致密气经长期实验室分析、现场压裂试验实施以及不同井距生产井开采试验等，突破了商业性开采关，近年来工厂化钻完井技术的发展与应用更加快了其商业开采的步伐。

第 4 章 国内外致密气产业发展状况比较

4.1 致密气产业发展规模比较

由于煤和石油储量有限，天然气产业得到迅速发展。而非常规天然气储量比常规天然气储量多一到二个数量级，因此，以致密气为代表的非常规天然气得以快速开发。2010 年全球非常规天然气产量约 5 000 亿 m^3，约占当年天然气总产量的 15.3%，随着技术进步，这个比例还将继续增大。

从图 3 – 1 所示的全球致密气资源分布情况来看，亚太、北美及拉美地区的致密气储量较大，加拿大、俄罗斯、美国、中国等国家致密气储量丰富。这些致密气储量丰富的国家或地区往往致密气开发技术较为先进。

致密气已成为非常规天然气发展的重点领域，2013 年全球致密气产量约占非常规气产量的 75%。目前，全球已有美国、加拿大、澳大利亚、墨西哥、委

内瑞拉、阿根廷、印尼、中国、俄罗斯、埃及、沙特等十几个国家和地区已进行了致密气藏的勘探开发。其中，北美地区的美国和加拿大在致密气资源勘探开发方面处于世界领先地位，其次是中国。

4.1.1 美国致密气产业发展规模

目前，非常规天然气的开发主要集中在北美地区，其中美国非常规气开采量居全球首位。美国致密地层天然气的生产已有40多年的历史，也是全球致密气开发最成功的国家，美国致密气大规模开发利用，也推动了许多国家致密气勘探开发的进程。因此，以美国为例介绍国外致密气产业发展规模。

美国本土现有含气盆地113个，其中发现致密砂岩气藏的盆地有23个，主要分布在落基山地区。

根据EIA（U. S. Energy Information Administration）评价结果（2008，2010），美国致密砂岩气资源量为19.8万亿～42.5万亿 m^3，为常规气资源量（66.5万亿 m^3）的29.8%～63.9%，可采资源量13万亿 m^3，2010年美国致密气产量达到1 754亿 m^3。

美国致密气的开发始于20世纪60年代圣胡安致密气田的发现。20世纪70年代以前，美国天然气产业还处于探索起步阶段，发展缓慢。到了20世纪70年代后期，为了解决天然气供需失衡、缓解石油供需矛盾，美国政府先后出台法律，放开天然气价格管制，实施鼓励非常规天然气发展的优惠政策，掀开了非常规天然气大规模勘探开发的序幕，致密气产业得到极大发展。从20世纪80年初开始，致密气产业进入快速发展时期，迅速弥补了常规天然气产量下滑的缺口。

到了90年代，随着三维地震预测技术、水平井技术以及水力压裂增产技术的开发，致密气年度产量节节攀升，发生了极为明显的增长。

近年来，由于美国大量开发页岩气，致密气产量逐渐稳定。2010年，美国致密气年产量达到1 700亿 m^3，占当年美国非常规天然气产量的47%，全美天然气产量的28%；2011年，美国致密气年产量达到1 690亿 m^3，占当年全美天然气产量的26%；2012年，美国致密气年产量达到1 630亿 m^3，占全美天然气产量的24%。EIA预测，到2020年美国致密气产量将达到2 600亿 m^3。

1973—1978年的两次石油危机导致天然气需求量持续增长和价格不断攀升，激发了美国企业开发致密气的积极性，培育了良好的市场环境。1978年美国政府颁布了《天然气政策法》，取消了天然气价格管制，逐步形成市场定价机制。1980年政府颁布《能源意外获利法》，对非常规能源开发实施长期的税收补贴，这项政策推动美国以致密气为首的非常规天然气产量迅速增长。能源部、天然气研究所和工业研发（GRI和工业R&D）项目联合，再加上一套适度的税收优惠，解放了这些岩石中的致密天然气资源。20世纪80年代，随着水平井技术的发展，气价开始大幅下跌；90年代末到2000年后，能源再次供不应求，气价居高不下。

随着页岩气的开发，美国气价再次下跌。

4.1.2 我国致密气产业发展规模

非常规天然气在我国有良好的发展前景，IEA 预测：到 2035 年我国天然气产量将达到 4 750 亿 m^3，其中非常规天然气占到 83%。而致密气是目前最易实现商业性开发的一种非常规天然气，2011 年我国致密砂岩气产量为 256 亿 m^3 左右，约占全国天然气总产量的 25%。

IEA 预测：我国致密气产量到 2020 年将达到 800 亿 m^3，2030 年有望达到 1 000亿 m^3。目前，国内致密气勘探开发热点主要集中在鄂尔多斯盆地和四川盆地等大型叠合含油气盆地煤系地层中。此外，松辽盆地南北部、渤海湾盆地深层、柴达木盆地、准噶尔盆地南部、塔西南地区等盆地也有良好的资源前景。

据中国工程院评价，我国致密气技术可采资源量 9 万亿～13 万亿 m^3，中值 11 万亿 m^3，约占全国天然气可采资源量的 22%。截至 2013 年年底，致密气探明可采储量 1.8 万亿 m^3，约占全国天然气探明可采储量的 32%，致密气探明未开发可采储量 0.9 万亿 m^3，约占全国天然气探明未开发可采储量的 38%。资源调查表明，我国致密气重点分布在鄂尔多斯和四川盆地，其次是塔里木、准噶尔和松辽盆地，约占资源总量的 90%。

截至 2010 年年底，共有 15 个致密砂岩气田获得探明储量。我国 15 个致密气田规模统计见表 4－1。

表 4－1 我国 15 个致密气田规模统计

序　号	气田名称	储量规模/亿 m^3
1	苏里格	11 008.2
2	大牛地	3 926.8
3	合川	2 340.4
4	新场	2 045.2
5	榆林	1 807.5
6	广安	1 355.6
7	安岳	1 171.2
8	子洲	1 152.0
9	乌审旗	1 012.1
10	神木	935.0
11	大北	587.0
12	米脂	358.5
13	八角场	351.1
14	洛带	323.8
15	邛西	323.3

2013 年全国天然气及致密气资源、储量、产量情况见表 4 – 2。

表 4 – 2　2013 年全国天然气及致密气资源、储量、产量情况

类　别	技术可采资源量/万亿 m^3	至 2013 年底探明可采储量/万亿 m^3	至 2013 年底未开发可采储量/万亿 m^3	2013 年产量/亿 m^3
天然气	51	5.6	2.4	1 173
致密气	11	1.8	0.9	340
致密气占天然气比例	22%	32%	38%	29%

以目前我国致密气产量增长的趋势预计：未来 10 ~ 20 年，我国致密气产量还将显著增长。至 2020 年，全国天然气产量 3 500 亿 m^3，致密气产量 1 000 亿 m^3；至 2030 年全国天然气产量达 5 500 亿 m^3，致密气产量 1 500 亿 m^3。

从前期投入来说，包括操作成本和管理杂费在内的整个致密气开采场的建设成本非常巨大。相对于页岩气和煤层气而言，目前国内致密气开采没有政府补贴，因此，对致密气产业的投入难以得到及时回报。但从整个市场来看，天然气的需求量在不断增加，无论是工业用气、商业用气还是日常生活用气，都需要不断增长的能源资源的供给，而且致密气开发的技术已经相对成熟，因此，致密气开发的巨大利润是可以预期的。从长远角度来说，致密气开发是一项符合社会发展，满足经济要求的工程，具有较高的经济价值。

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地西北部，山西组—太原组煤系源岩展布范围达 3.5 万 km^2，在有机质演化过程（R_0 为 0.5% ~ 3.0%）中持续生烃，平均生气强度达 16 亿 m^3/km^2，形成大面积蒸发式层状排烃；大型缓坡型浅水三角洲体系形成连续分布的储集砂体，厚度 30 ~ 100m，主力气层段砂地比大于 60%，南北向延伸达 150 ~ 200km，呈下生上储结构，主要含气层位为上古生界石盒子组盒 8、山西组山 1，气层埋深 3 200 ~ 3 900m，储层平均孔隙度 8.68%，平均渗透率 0.91mD。

2006 年以来，中石油长庆油田公司加大了致密气勘探开发投入，针对致密气完钻探井 500 余口，完成二维地震 20 000km，勘探取得重大突破，探明了神木千亿立方米大气田，扩大了苏里格气田含气面积，苏里格气田连续 5 年新增天然气储量超 5 000 亿 m^3，目前该区天然气储量累计已达到 3.17 万亿 m^3，成为我国第一大气田。

苏里格气田发现并经过开发后，单井综合成本由早期的 1 300 万元降低到不足 800 万元，开发成本大幅度降低；而且实现单井平均日产量 1 万 m^3/d，稳产 3 年，压降速率较低，经济效益较好。自 2006 年以来苏里格气田开始了规模开发，天然气产量实现了跨越式发展，每年增加天然气产量达 30 亿 m^3。2011 年生产天

然气 137 亿 m^3，比上一年新增天然气产量达到 32 亿 m^3。到 2011 年年底，苏里格气田累计投产直井 4 370 口，水平井 192 口。直井平均日产量 1.05 万 m^3，水平井平均日产量 5.4 万 m^3，建成年生产能力 169 亿 m^3。

苏里格气田历年天然气产量见图 4－1。

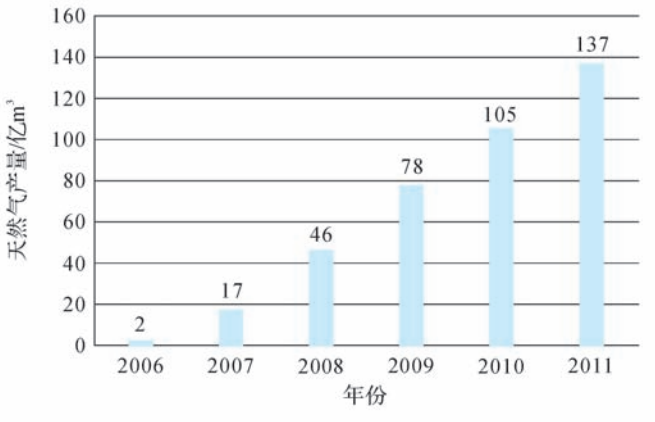

图 4－1　苏里格气田历年天然气产量

苏里格致密气田成功开发主要体现在两个方面：一是相对高效井的比例由评价初期的 60% 提高到规模开发阶段的 80% 以上，并持续保持；二是通过气田开发方式的转变，在提高单井产量方面取得重大突破。2009 年以来，大力推动水平井规模开发，水平井单井平均产气量达到 5 万 m^3/d，为直井产量的 3～5 倍。目前投产水平井 192 口，日产量达到 910 万 m^3，占总井数 4% 的水平井产气量达到总产气量的 20% 左右。

4.2　致密气开发方式和管理措施比较

4.2.1　国内致密气开发方式

1. 苏里格气田

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地，是我国第二大沉积盆地，在太古代—早元古代形成的基底之上，经历了中晚元古代坳拉谷、早古生代浅海台地、晚古生代近海平原、中生代内陆湖盆和新生代周边断陷五大沉积演化阶段，沉积岩体积达到 1 500 万亿 m^3，构造形态表现为盆缘构造发育，盆内为一西倾的大型平缓斜坡，平均坡降一般在 4～7m/km，除有少数鼻状构造外，大都十分平缓，不具备形成构造气藏的圈闭条件。鄂尔多斯盆地内天然气总资源量 15.16 万亿 m^3，其中致密气资源量达到 10.37 万亿 m^3。经过几代人的不懈努力，鄂尔多斯盆地天然气产量快速增长，目前已成为我国第一大天然气产区，尤其是近 5 年来，致密气勘探开发取得重大突破，新增储量 3.78 万亿 m^3，已成为我国致密气增储上产的重

要领域。2011 年，鄂尔多斯盆地致密气总产量达到 162 亿 m^3，占盆地天然气总产量的 58%，并建成我国第一大气田——苏里格气田。

苏里格气田主要围绕致密气藏储层识别、钻完井技术和增产技术 3 个方面开展了技术攻关，初步形成了系统的主体开发技术。

（1）水平井开发　目前，苏里格气田主要采用水平井和丛式井相结合的方式进行开发。通过近几年的实践，已取得了突破性进展，并实现了工业化应用。由于苏里格气田储层条件复杂，气田在水平井开发应用方面经历了一个较长时间的探索过程，这一过程可以分为 3 个阶段。通过不断的探索和试验，苏里格气田已基本形成了与生产相适应的水平井开发配套技术，已成为气田上产及稳产的重要组成部分。

（2）水平井分段压裂改造技术　压裂改造技术是实现致密砂岩气资源转换和整体开发最核心的技术之一。据苏里格地区完钻井统计，研究区发育 4 层以上含气层系井比例达到 33.9%。

水力喷砂分段压裂现场试验进展顺利，改造取得较好效果。不动管柱水力喷射分段压裂技术在苏里格气田共应用 33 口井，通过优化工艺参数，中区完试井平均试气无阻流量达 51.5 万 m^3/d，西区完试井平均试气无阻流量达 72.5 万 m^3/d，在水平段长度略有降低的情况下产量进一步提高。

在致密气勘探取得重大突破的同时，致密气开发也取得重大进展。2006—2008 年，针对致密气田在前期评价中暴露的问题，通过对 12 项开发配套技术的不断完善，使开发阶段建井综合成本明显降低，实现了对苏里格气田的规模有效开发。2009 年以来，以提高单井产量为核心，深化低成本开发战略，着力转变发展方式，开发方式由“单一直井”转变为“直井控制，丛式井、水平井开发”的新方式，使致密气产量实现了跨越式发展，截至 2011 年年底，鄂尔多斯盆地已建成致密气生产能力近 200 亿 m^3。

2. 四川盆地川中地区须家河组

四川盆地川中地区须家河组致密气储集层物性也较差，孔隙度为 6% ~ 10%，渗透率为（0.1 ~ 5）× 10^{-3} μm^2，而且其储量丰度较苏里格气田更低，勘探难度大。经过技术攻关，2010 年该地区天然气产量达 12 亿 m^3，预计 2020 年将达到 60 亿 m^3。在该地区致密气开发过程中采取了下列工程技术：第一，大力推广水平井钻井，提高储集层动用率。如新 21 – 1H 井 4 325.30 ~ 4 913.90m 水平段无阻流量达到 203.42 万 m^3/d。第二，推广水平井分层压裂新工艺，有效提高单井产能。水平井蓬莱 4 井须二段采用裸眼封隔器 10 段分层加砂压裂的试气方案，初产日产气量 24 万 m^3。第三，针对须家河组储集层纵向分布特征，采用两种压裂技术进行改造，效果显著。储集层较厚（40 ~ 50m）的地区，采用较大规模加砂压裂技术改造；储集层较薄或隔层较厚的地区，采用分层压裂技术

改造。

3. 神木气田

神木气田勘探始于20世纪90年代初期，目前在上古生界二叠系太原组、山西组、石盒子组等不同层系均钻遇气层。1996年，榆林气田向东部甩开勘探完钻的陕201井，在井深2 777m的上古生界二叠系下统太原组钻遇石英砂岩17.6m，测井解释气层厚10m，视电阻率51.3Ω·m，声波时差210.55μs/m，视孔隙度7.3%，试气获得2.696 9万m^3/d的无阻流量，发现了神木气田。

神木气田是低压、低丰度、非均质性强的复杂气田，不宜采用常规的开发方式。借鉴苏里格气田开发经验，神木气田应采用小井距、低产，以加密保持稳产；生产初期采用大压差生产，然后用压缩机在低产水平上进行稳产。

神木气田为干气气藏，宜采用衰竭式开发。对于干气气藏采用衰竭方式开采可以充分利用天然能量，中后期增压开采有利于延长稳产期和提高气田的最终开发水平。

2007年，双3地区作为主要勘探目标区，通过地震与地质相结合，储层综合描述与工艺技术攻关相结合，以提交太原组储量为目的，开展了系统评价勘探，进一步落实和扩大了含气面积。年底上报双3地区天然气探明地质储量近千亿立方米，叠合含气面积863.98km^2。其中：太原组气藏提交探明地质储量占74.6%，山2气藏提交探明地质储量占15%，山1气藏提交探明地质储量占10.4%。截至2011年年底，探明区块内共完钻探井30口，开发井25口。

4. 塔里木盆地库车地区克深气田

库车坳陷勘探面积为2.3万km^2，远景资源量约为3万亿m^3，继2000年探明克拉2气田、2001年迪那2井突破之后，4年间钻井18口均未成功。制约勘探的关键因素为：一是地表和地下情况复杂，构造难以落实；二是勘探集中于中浅层，构造保存条件相对较差。普遍认为前陆冲断带深层发育大构造，但储层物性可能较差，即使发现储量也难以开发。这一认识阻碍了对深层大构造的探索。近年来，持续坚持山地地震攻关与研究，深层构造得到进一步落实，2007年优选克深2号构造上钻，钻深6 573～6 697m获得日产46万m^3高产气流，突破了克深构造带深层勘探。随后钻探的克深1、克深201、克深202井均获高产气流，初步落实储量规模超过3 000亿m^3。

4.2.2 国外致密气开发方式

美国皮申斯盆地的鲁里森致密气田，位于皮申斯盆地的前陆——克拉通盆地，面积为1.4万km^2，天然气资源量为5.6万亿～8.4万亿m^3。早在1952年就发现了鲁里森气田，但因缺乏有效技术手段，随后钻探的多口井均无产能。后经长期试验室分析、现场压裂试验以及不同井距生产井开采试验等，到1993年终

于突破了商业性开采关，之后产量快速增长，2008 年产量达到 32.5 亿 m^3。鲁里森气田面积为 21 ~ 52km^2，气藏埋深为 1 780m，气层厚度为 700m，可开采储量为 324 亿 m^3。

美国致密气开采以水力压裂为主要开发方式，以降低伤害、提高裂缝导流能力、降低成本为目标，压裂液材料以羟丙基瓜尔胶、羧甲基瓜尔胶为主。在 20 世纪 90 年代很短一段时期内以清水压裂为主要工艺，由于清水导流能力受限，后期需采用混合压裂工艺。根据该地区材料体系的发展历程可以看到，由于成本低、性能稳定，瓜尔胶体系是主体的压裂液体系，但滑溜水及混合压裂液也在该地区广泛使用；支撑剂以陶粒或覆膜砂为主。总体看来，由于国外气田纵向上分布层数多、砂层厚，以直井分层压裂为主体技术，近年来随着水平井技术的进步，国外致密气储层也采用了大量水平井分段压裂改造技术。

1. 大规模压裂技术

大型压裂技术的背景为：自 20 世纪 80 年代以来，以压裂技术研究与应用为基础，提出大型压裂概念，通常支撑半缝长大于 100m，加砂规模达到 100m^3 以上被认为是大型压裂。适用大型压裂的储层特点为：气测渗透率小于 0.1mD，砂层厚度一般应在 20m 以上，且平面上分布稳定，人工裂缝方位与有利砂体展布方向一致。实施大型压裂的关键技术条件为：施工时间长，压裂液应具有良好的携砂流变性及低伤害性能；压裂液用量大，通常使用连续混配技术。

2. 直井分层压裂技术

由于国外致密气储层纵向上一般小层层数多，且连续油管工具配套成熟，因此，以美国为代表，致密气开发以提高小层动用程度的直井分层压裂为主，并以连续油管直井分层压裂应用最为广泛。

3. 混合压裂技术

在 20 世纪 90 年代中后期，提出了在致密气井中采用不用支撑剂的活性水及清水进行压裂也可以获得好的增产效果的清水压裂技术。但由于清水压裂砂浓度难以提高、导流能力低，特别是长期导流能力有限，虽然可获得较好的初产，但长期生产能力差于常规冻胶液压裂。因此，清水压裂后来发展成为混合压裂技术，即结合清水压裂和冻胶压裂的优点，前置液阶段采用滑溜水，携砂液阶段采用冻胶压裂液，既可保证降低对储层伤害、降低压裂液成本，又可起到提高砂浓度、提高裂缝导流能力的作用。

4. 水平井分段压裂技术

近年来，随着水平井在致密气开发中的应用，水平井分段改造工艺也得到快速发展和应用。纵观国外水平井分段压裂技术，主要技术系列分为多级滑套封隔器水平井分段压裂技术、速钻式桥塞分段压裂技术及水力喷射分段压裂技术三大

技术系列。多级滑套封隔器水平井分段压裂的技术特点是首先通过坐封裸眼、套管封隔器实现段间封隔，然后通过井口投入不同尺寸球，打开相应各级滑套，逐段进行压裂，其施工快捷，作业效率高，能够有效节约完井费用。分压级数受到球径尺寸的限制，目前，国外在直径 12.7cm 套管内可实现 15 级以上分段压裂。但由于套筒为一次完井管柱且不是通径，为后续作业处理带来极大困难。目前该技术已发展为滑套可开关的智能完井，以满足后续生产管理的需要。速钻式桥塞分段压裂的技术特点是通过桥塞封隔，进行逐段射孔、逐段压裂、逐段座封，并在压后用连续油管带磨鞋一次钻除桥塞并排液，可实现分段级数不受限。其关键技术为桥塞的材质及结构、桥塞下入定位及坐封技术（连续油管下入、电缆下入或水力泵入）、连续油管钻磨桥塞技术，其中速钻式桥塞有多种型号满足不同的排液需求。由于该技术受专利保护且封隔效果有待进一步证实，故在国外应用相对较少。

5. 储层改造配套技术

由于国外机械制造及材料科学方面技术先进，储层改造配套工具、装备等均较为完善，包括连续油管作业车、连续混配车、大功率压裂车组、储砂及输砂装置等，能够满足大型压裂注入、连续油管作业等复杂施工，大幅提高作业效率。

4.2.3 国内致密气管理措施

1. 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地苏里格气田作为致密气低成本开发的试验田，充分运用市场机制条件下的合作开发，建立了既不同于国内的边际效益油田合作开发的模式，也不同于国际合作 PSC 产品分成合同模式，是以“六统一、三共享、一集中”为核心的管理模式和以“标准化设计、模块化建设，数字化管理，市场化运作”的建设模式。“六统一”是指各开发生产单位“统一规划部署、统一组织机构、统一技术政策、统一外部协调、统一生产调度、统一后勤支持”；“三共享”是“资源共享、技术共享、信息共享”；“一集中”是“集中管理”。

（1）标准化设计　根据井站的功能和流程，设计了一套通用的、标准的、相对稳定的、适用于地面建设的指导性和操作性文件。管理方按照“统一、简化、协调、最优化”的标准化原理全面开展厂、站标准化设计及与之相适应的物资采购、施工建设、工程管理、造价预算等方面的标准化工作。标准化设计的实施使设计效率显著提高，例如，单座集气站的设计周期由原来的 30 ~ 45h，缩短到 10h 以内；50 亿 m^3 处理厂设计周期由原来的 5 个多月缩短到 2 个月。

（2）模块化建设　以场站的标准化设计文件为基础，以功能区模块为生产单元，在工厂内完成模块预制，最后将预制模块、设备在建设现场进行组合装

配。模块化施工内容主要包括“组件工厂预制、工序流水作业、过程程序控制、模块成品出厂、现场组件安装、施工管理可控”6 个方面。模块化建设加快了致密气田大规模建设的速度，如集气站安装施工工期由原来的 30h 降低到 10h，总体有效工期由原来的 111h 降低到 30h。处理厂建设周期由 14 个月降低到 9 个月。

（3）数字化管理　将数字化与劳动组织架构、生产工艺流程优化相结合，按生产流程设置劳动组织架构，实现生产组织方式和劳动组织架构的深刻变革。以基本生产单元（井、站、集输干线）为核心的数字化生产管理系统降低了劳动强度、提高了生产效率，大幅度减少了一线用工总量，同时数字化管理系统改善了员工工作方式，满足了一线员工的心理需求。如苏里格气田按照数字化集气站管理模式，较常规集气站定员减少 56.25%。适应了气田大规模、快速建设和管理的需要。

（4）市场化运作　市场化运作培育了市场主体，强化了市场管理，完善了工程服务标准，提供了低成本、高质量、高速度的发展模式，解决了致密气大规模开发中钻井、材料等配套资源短缺的问题，实现了资源优化配置。同时，市场化加强了竞争机制，对钻井队伍实施“甲乙丙”分级管理制度，对业绩不好的队伍予以清退，推进工程队伍管理由“数量型”向“质量型”转变，有效保障了生产建设的安全平稳运行。

2. 神木气田

神木气田是典型的“低渗、低压、低产、低丰度”气田。如何降低开发成本，长期稳定生产，提高最终开发收益是神木气田经济规模有效开发的关键。实践证明，实现神木气田经济、有效、规模开发必须走低成本与高安全相结合的开发道路，要解决实现低成本开发与高安全的技术问题，及对应技术的管理问题，从而降低单井配产，提高管理效能，长期稳定生产，规模有效开发。随着对神木气田地质认识的不断深入，对其地面配套工艺也进行了多次完善，目前按照“苏里格模式”地面工艺技术进行神木气田的开发，即：井下节流、井口紧急截断、带液计量、井口数据远传、不加热、不注醇、不保温、井间串接、中压集气、常温分离、二级增压。实践证明：该工艺模式下井下节流是核心，增压外输是关键，井口紧急截断是保障，数据无线远程传输是提高气井实时管理的有效技术，是气田实现数字化管理的必经之路。

4.2.4　国外致密气管理措施

北美和亚太是全球致密气资源量最大的地区，也是致密气开发最为积极和最为集中的地区。在美国经历了 20 世纪 80 年代致密气的开发繁荣期后，近年来致密气成为推动我国能源生产与消费革命的主力军。在我国页岩气开发步履维艰、煤层气单井产量不高的情况下，如何借鉴美国经验发展致密气，就成为解决我国

天然气供需难题的关键问题。

美国在致密气勘探开发领域的重大进展，取决于政府、企业和人才三方面因素，是三者共同推动的结果。

首先，美国政府将发展非常规天然气上升到国家战略高度，在政策和资金方面给予大力扶持，将其作为保障国家能源安全、降低天然气对外依存度的重大举措。一系列政策不仅推动了致密气的快速发展，也为建立非常规天然气的商业模式奠定了基础。

其次，美国企业注重科技创新，不断实现技术突破。以资源地质评价选取、水平井分段压裂、羽状水平井、连续油管分段压裂等为代表的一系列勘探开发新技术的应用和规模推广，大幅度提高了美国非常规天然气井的单井产量，同时也进一步降低了包括致密气在内的非常规天然气开发成本。

第三，重视基础研究和人才培养。多年来，美国投入大量资金用于非常规天然气的理论研究、资源调查、开发工作和人才培养。

4.2.5 对比分析

与美国以政府为主导的致密气开发模式相比，我国以企业为主导的开发模式还缺乏大规模商业化开发的外部环境和内在动力。

持续 20 多年的政策扶持和政府大量研发投入，是美国非常规天然气获得技术突破和产量大幅增长的关键。

目前，我国致密气分布的不同区域储量品位差异大、单井产量低、开采率低、开采成本相对较高，水平井钻井完井工艺需要进一步攻关，用于压裂的储层改造工具还缺乏国产化研究与应用，这些技术难题成为我国致密气进一步规模化和商业化发展的重要制约因素。此外，当前国内天然气整体价格体系仍不完善导致致密气的开发成本虽比常规天然气高，但出厂价与常规天然气一样，这大大降低了生产企业的积极性。而且相对于中央财政对页岩气和煤层气开采企业分别给予的 0.4 元/m^3 和 0.2 元/m^3 的补贴，致密气尚无类似的政策优惠。

政府提供政策扶持将有效促进我国致密气发展。

从储量、产量、技术、成本以及美国的非常规发展历程来看，致密气应该是我国发展非常规天然气的首要目标。目前，我国致密气仍属于新兴产业，其分布大部分在几大国有石油公司现有油气区块内，其中部分地区已建成规模产能，发展潜力巨大。但是，对于相关开采设备及技术企业来说，致密气由于单井产出时间较短，要保证稳定的供应，每年必须多打新气井，是一个需要持续投入才能稳定发展的行业，单靠企业自身的财力物力难以实现可持续经营，因而需要国家政策的大力扶持。国家可以通过优惠的税收财政政策来促进科技攻关，如对相关进口仪器的税收减免，将研究和勘探费用冲抵部分上缴税费，免交探矿权和采矿权

使用费，适当减免企业所得税，对新技术和新工艺的研发费用参照煤层气税费优惠政策，以及对致密气生产企业实施补贴等。相关政策的不断健全和完善，将进一步促进致密气的技术革新，促进致密气的大发展。

4.3 国内外致密气产业政策分析

4.3.1 美国政府鼓励非常规天然气资源开发的政策

1. 取消价格管制，实行市场化价格

1938 年，美国国会通过第一部天然气法律《1938 天然气法》，授权美国联邦电力委员会为州际管道公司的天然气输送制定公平合理的价格，但井口价格和州内天然气的输气和配送不受监管。20 世纪 40—50 年代，美国天然气工业发展迅速，一些地区出现供应短缺，天然气价格也出现急剧波动，管道商将生产商提高的价格直接转嫁到了消费者身上，消费者因此要求政府对生产商的价格也进行监管。1954 年，美国最高法院对“菲利普斯石油公司诉威斯康星州案”做出判决，使联邦政府对与管道公司不相关联的生产商的定价权（管制）合法化。天然气价格管制虽然控制住了价格的波动，但是由于设定的价格低于天然气实际的市场价值，导致了需求增加；同时生产商利润微薄，失去了勘探和开采动力。因此，管制的结果导致 20 世纪 70 年代美国出现了天然气供应短缺。20 世纪 70 年代中后期，美国天然气产量大幅度下滑，国内天然气供应短缺也达到了高峰。1978 年，美国国会通过了《1978 天然气政策法案》。该法案出台有三个目的：一是创建一个单一的全国天然气市场；二是平衡天然气供应与需求的矛盾；三是允许由市场力量确定天然气进口价格。法案要求成立联邦能源管理委员会来直接改革天然气的定价机制，不同类型的天然气设置不同的最高限价，随后逐步提高最高限价；并根据天然气井投产时间，分阶段解除对天然气井口价格的管制，最晚到 1987 年全部取消对天然气井口价格的控制。法案的第 107 条直接取消了对页岩气、煤层气和高压气的井口价格管制；第 102 条提高了致密气井口价格限价。但直到 1989 年，只有 60% 的美国国内天然气产量取消了价格控制。1989 年，美国国会通过《1989 天然气井口价格解除管制法》，要求在 1993 年 1 月 1 日前解除所有天然气价格管制，全部实行市场定价。

2. 实行税收优惠政策，鼓励非常规天然气资源开发

为了鼓励天然气生产，增加国内天然气供给，美国对非常规天然气实行了税收优惠政策。美国国会在通过的《1980 石油暴利税法案》第 29 条中，要求对致密砂岩气、页岩气减税 0.5 美元/kft^3（1ft = 0.304 8m，下同），煤层气减税 1.0 美元/kft^3。为推动美国国内石油和天然气勘探，《1992 能源法案》要求，从 1993 年 1 月起，对独立石油天然气生产商实行百分率折耗和提高无形钻井成本费用化

比例。百分率折耗优惠是指对纳税年度油气资产的总收入乘以特定百分率（折耗率），得到百分率折耗优惠额，并在纳税年总纳税额中减去，是一种减税政策。法案规定对价格受管制的天然气和按固定合同销售的天然气，或者是从高压水层中提取的天然气都可以采取百分率折耗。一般折耗率为 15%，按固定合同销售的天然气，可以享受 22% 的折耗；最大折耗不能超过当年应纳税收入的 65%。对于独立生产商（中小石油公司），国内井的无形钻井成本 100% 费用化；对于上下游一体化石油公司，国内井的无形钻井成本只能 70% 费用化。进一步增加低产油气资产的赢利能力。《2004 年美国创造就业机会法》对日产量小于 25 桶油当量或含水率在 95% 以上的低产井生产的石油减税 3 美元/桶，天然气减税 0.5 美元/kft^3，对阿拉斯加天然气处理厂建设减税 15%。

3. 矿权费减免，降低非常规资源勘探开发成本

《2005 能源政策法案》授权内政部基于资源的市场价格对墨西哥湾浅水区天然气、深水区的石油和天然气勘探开发实行矿权费减免。美国内政部土地管理署对联邦土地上的日产量小于 15 桶油当量的低产油气资产的矿权费从常规的 12.5% 起减免，减免额度根据产量和价格采用滑动比例确定。

4.3.2 美国地方政府对非常规天然气开发的激励政策

1. 开采税减免

由于非常规天然气通常产量低，很多情况下都采取水平井开采，开采成本高，因此，地方政府一般将它们纳入低产井范畴，给予开采税的优惠。各州优惠政策的差别仅体现在对日产量标准认定和减免税程度的设置。科罗拉多州将日产量小于 9 万 ft^3（2 549m^3）的天然气井的天然气产量免除开采税，对水平井天然气开采免除 60 个月的开采税；阿拉巴马州将日产量小于 20 万 ft^3（5 664m^3）的天然气井的天然气产量开采税从 8% 减少到 4%；路易斯安那州对日产量小于 25 万 ft^3（7 080m^3）的天然气井每 1 000ft^3 产量减税 0.013 美元；得克萨斯州对高成本天然气生产井全部免税 10 年，或者累计减税额达到钻井和完井成本的 50%。

2. 矿权费减免

新墨西哥州对深度小于 5 000ft、连续 12 个月平均日产量小于 3 桶油当量或者在 12 个月内日产量小于 6 桶油当量的油气井产量，以及深度大于 5 000ft、连续 12 个月平均日产量小于 6 桶油当量或者在 12 个月内日产量小于 10 桶油当量的油气井产量实行较低的矿权费率（5%）。南达科塔州对学校和州属土地上最近 10 年没有租让的区块以及最近 5 年没有进行油气勘探和生产的区块，前 3 年征收矿权费的 1/16，第二个 3 年征收 1/12，其后征收 1/8。得克萨斯州对单井天然气平均日产量小于 9 万 ft^3（2 549m^3）的州属边际经济生产矿权区块给

予为期两年的矿权费减免。阿拉斯加州授权州自然资源委员会对非常规油气资源，包括从来没有生产的油气田、关停油气田和即将关停的油气田减免矿权费。

3. 资产税减免

亚利桑那州将用于生产油气和地热的所有地产和个人资产的资产税，从100%减少到28%，以后每年将再减少1%，直至减少到25%为止。

4.3.3 美国非常规天然气研究与政策激励效果分析

1. 增加了美国的天然气产量

1976年，美国非常规天然气年产量仅为274亿 m^3，仅占全国天然气产量的5%。由于常规天然气产量下降，1976—1977年的冬天美国出现了天然气供应短缺。1976年开始政府资助的研究项目，《1980石油暴利税法案》中对非常规天然气实施减税，1992年这两项政策到期。在此期间，美国煤层气开始商业性生产，致密气和页岩气产量大幅度增长，全国非常规天然气年产量上升到882.5亿 m^3，约占总产量的17%。《1989天然气井口价格解除管制法》要求在1993年1月1日前解除所有天然气价格管制，全部实行市场定价，进一步刺激了非常规天然气的勘探开发。《1992能源法案》要求对独立石油天然气生产商实施百分率折耗，降低了勘探开发成本，进一步促进了天然气勘探开发。2002年美国非常规天然气产量达到1 865亿 m^3，约占总产量的35%。《2004年美国创造就业机会法》再次对低产井矿权费实行优惠，进一步促进了天然气产量的回升。2009年美国天然气产量达到6 117亿 m^3，其中非常规天然气产量达到3 307.8亿 m^3，约占总产量的54%。

2. 创造了巨大的财富，减少了社会用气成本

美国国家研究委员会（National Research Council）估计，由于天然气产量增加，联邦和地方政府的税收增加了几十亿美元。天然气产量上升相对降低了气价，使消费者因低气价获益达1 000亿美元。

3. 形成了一批非常规资源勘探开发的新技术和新理论

通过能源部1976—1992年4个研究项目的实施，形成了泡沫压裂技术、定向取心与裂缝图形分析技术、井下电视图像技术、大型水力压裂技术、裂缝储层的斜井和水平井钻井技术、电磁随钻测量技术、应力检测与应用、超正压射孔技术、PDC钻头技术、煤层气生产技术、微地震监测与裂缝制图等非常规勘探开发技术，形成了泥盆系页岩气生产中的吸附作用、煤层中裂缝形成机理、煤层中甲烷储集与流动的本质、压裂机理、东部页岩气资源标征、技术与采收率的经济关系、综合致密砂岩气资源评价、综合煤层气资源评价等非常规资源理论和机理，为未来非常规天然气产量增长提供了强有力的技术支持。

4.3.4 我国致密气产业政策分析

1. 我国致密气发展缺乏相关鼓励政策

我国致密气储量丰富，可采资源量为 10 万亿 m^3，地质储量年增 3 000 亿 m^3，产量年增 50 亿 m^3，呈快速增长态势。针对不同的致密气田，我国的致密气开发形成了不同的勘探开发模式，其中最具代表性的是苏里格模式，这一模式主要以合作开发降低成本、以技术集成创新实现突破和以管理变革提升质量效益。

与美国以政府为主导的致密气开发模式相比，我国以企业为主导的开发模式还缺乏大规模商业化开发的外部环境和内在动力。

目前，我国致密气分布的不同区域储量品位差异大、单井产量低、开采率低、开采成本相对较高，水平井钻井完井工艺需要进一步攻关，用于压裂的储层改造工具还缺乏国产化研究与应用，这些技术难题成为我国致密气进一步规模化和商业化发展的重要制约因素。此外，当前国内天然气整体价格体系仍不完善导致致密气的开发成本比常规天然气高，但出厂价与常规天然气一样，这大大降低了生产企业的积极性。而且相对于中央财政对页岩气和煤层气开采企业分别给予的 0.4 元/m^3 和 0.2 元/m^3 的补贴，致密气尚无类似的政策优惠。

2. 我国致密气发展底气十足，需相关政策支持

首先，致密气的资源量数据比较切实可靠。鄂尔多斯盆地上古生界致密气探明储量和产量逐年大幅增加，是致密气快速发展的基础和保障；塔里木盆地库车地区深层白垩系和东部志留系致密砂岩资源潜力大，是增储上产的重要地区；川中地区须家河组虽气藏分布较为复杂，但随着技术水平的提高，将成为致密气产量的重要增长点。

其次，开发致密气技术较为成熟。2013 年 11 月 12 日，中石油首个致密气重大科技攻关专项——致密气藏开发重大工程技术研究在北京通过验收，填补了中国石油致密气开发工程技术标准规范体系的空白。这一重大科技专项通过致密气藏多层多段压裂技术研究、致密气藏工程地质与水平井地质布井综合研究、致密气藏钻完井技术研究、致密气藏测井采集处理与评价技术研究、致密气藏低成本地面配套工艺技术、长庆致密气藏开发先导性试验、吐哈致密气藏开发先导性试验，形成了中国致密气技术体系框架，实现技术体系在中国石油相关领域的全面应用。致密气藏开发重大工程技术在长庆油田和吐哈油田推广后，新增致密气可采储量 4 288 亿 m^3，采收率提高 10%，新增天然气产量 40.18 亿 m^3，直接经济效益提升显著。

第三，致密气与常规气的分布多有重叠，因而在基础设施建设方面的额外成本投入较低。由于致密气在我国仍未被列入独立矿种，其分布大部分在中石油、

中石化两大国有石油公司现有油气区块内，在开发上可以有效利用国有石油公司已有的天然气输送管道、储气设施、液化天然气接收站、天然气液化设施、天然气压缩设施等，降低开发成本，缓解投资压力。

第5章　我国致密气产业的发展环境分析

5.1　能源需求持续增长

近年来，我国天然气需求保持快速增长，2005—2013年年均增速达17.4%。有专家预测，未来一个时期，我国天然气需求仍将保持高速增长。2015年我国天然气需求为2 118亿m^3，2020年为3 200~3 600亿m^3。

国际清洁能源论坛发布的2013年《国际清洁能源报告》指出，我国致密气开发已经进入规模发展期，经过10年左右快速发展，将进入产量高峰期。

国内常规天然气新增供应量很难满足新增需求。2014年前三季度，我国天然气产量932亿m^3，同比增长8.0%；进口天然气约合424亿m^3，增长9.3%，其中，管道气增长12.9%，液化天然气增长5.0%。

2014年我国天然气消费量1 761亿m^3，2015年我国天然气消费量1 845亿m^3，仅比2014年增加84亿m^3，增幅为4.77%。从2004年到2013年，我国天然气消费量始终保持10%以上的快速增长，平均增量138亿m^3，平均增速17.0%。2014年增加120亿m^3，增幅7.3%，增速明显放缓，与GDP增速基本持平。2015年由于国际油价继续下探，中国宏观经济形势持续低迷，天然气消费量增长减缓势头更加明显，出现了2004年以来我国天然气消费量增长首次跑输GDP增长速度的现象。

未来随着消费量的快速增长，我国的天然气供需缺口还将进一步扩大，因此，加大致密气资源开发力度，有望成为缓解我国天然气供需矛盾的战略选择。

目前，我国致密气累计探明地质储量3.3万亿m^3，约占全国天然气总探明地质储量的40%；可采储量1.8万亿m^3，约占全国天然气可采储量的1/3。2013年我国致密气产量达到340亿m^3。预计到2020年，致密气年产量有望达到800亿m^3左右，约占全国天然气总产量的29%。目前，我国已经在鄂尔多斯盆地、四川盆地实现了致密气的工业开发利用。

我国经过改革开放以来30多年的高速发展，在经济领域取得了巨大成就，现已成为世界第二大经济体，但伴随而来的是能源安全和环境污染问题。在改革开放的前20年，能源消费翻一番，可以支撑GDP翻两番；而进入21世纪的前10年，能源消费翻一番，可以支撑GDP增长170%。因此，要想维持我国目前的中高速发展速度，对能源需求的持续增长仍将是不争的事实。

5.2 能源结构调整加快

我国作为世界第一人口大国，是世界上最大的发展国家之一，总人口约占世界总人口数量的1/5，同时也是世界上最大的能源消费国之一。将我国能源消费结构与世界能源消费结构相比，可以发现在一次能源消费中，能源消费结构差异巨大，还处于以煤炭为主的阶段。煤炭的消费在我国一次能源结构中约占总量的66.4%，石油占18.9%。这种以煤炭为主的一次能源结构非常不利于我国的长期发展战略，而且我国的节能减排技术推广缓慢，导致主要能源平均利用率长期偏低，造成资源的严重浪费和环境的严重污染。维持能源安全是国家保持现有发展速度所要面临的也是一个无法回避的重要问题及基本任务。要针对能源的具体安全问题及时采取正确的政策和措施。

在我国今后很长一段时期的发展道路上，依然需要利用一次能源来维持经济的持续增长。但为了长期可持续性发展的目标，我们必须在节能减排、提高能源利用率、重视清洁发展上采取高效的措施，尽快实现能源结构的调整。

我国“十二五”能源结构调整目标的重点是实现中央提出的非化石能源比重增加和碳减排两个目标。我国在哥本哈根大会上曾向世界做出庄严承诺：一是到2020年，非化石能源占一次能源消费的比重达到15%左右；二是到2020年，单位GDP二氧化碳排放强度比2005年下降40%~45%，任务非常艰巨。

但丰富的新型能源储量和技术发展潜力，也给未来我国能源结构的调整提供了巨大的空间。非常规的油气资源、可再生能源（太阳能、风能、潮汐能、波浪能、生物质能、水电等）正在改变全球的能源格局和能源来源。

当前，煤炭产能过剩，价格低迷，煤电能力明显过剩，是我国调整能源结构的有利时机。但全球性的能源价格过低，将给新能源的发展形成压力。可以通过制定严格的排放标准、加强执法力度、收取一定数额的资源税和环境税等手段，为绿色、低碳能源的加快发展创造有利条件。

5.3 安全要求越来越高、环境保护约束增强

能源事关一个国家的经济繁荣，乃至国家安全。能源安全包括能源供应安全和能源使用安全两个方面。为满足国家生存与发展的需要，需要有连续、稳定的能源供应保障；能源的消费和使用应保证生态环境的安全，不能对人类赖以生存的环境构成威胁。能源供应保障是能源安全的基本目标，能源使用安全是能源安全的更高追求。

从我国改革开放30多年的发展可以看出，能源消费增长对GDP的贡献正在逐渐减小，依靠高能耗支撑快速发展的路子已经基本堵死。

为此，首先要以节能作为优先战略。2015年我国GDP增速为6.9%，预示

着我国经济增长已由高速调整为中高速，随之而来的是能源需求和消耗的重大调整，能源消费需求增速将明显下降，节能优先将成为促进经济转型、推动生态文明建设、提高经济增长质量、实现可持续发展的重要抓手，要跳出能源生产和消费以煤炭为主的圈子。治理大气污染迫切需要减少煤炭消费总量，煤炭需求疲软将成新常态。

其次，要加快国内油气资源的勘探开发和非化石能源的发展，减少对国外能源资源的依存度。

我国是能源消费大国，2014 年全年消费原油 5.2 亿 t，进口原油 3.08 亿 t，对外依存度已达 59.6%。2015 年全年进口原油 3.355 亿 t，再创历史新高，同比上涨 8.8%。受益于低油价，进口金额为 8 332.8 亿元，同比下降 40.5%。2014 年我国进口天然气 583 亿 m^3，实际消费天然气 1 761 亿 m^3，对外依存度为 33.11%。

我国作为最大的能源消费国，不能主要依赖国外的能源资源来满足国内的生产和生活需要，也不能继续依靠扩大煤炭产能来保持自给比例。我国必须在抑制能源消费过快增长的同时，加快非化石能源的发展速度，将能源的对外依存度维持在一个可控的范围内。

第 6 章　我国致密气产业发展战略和发展目标

近年来，以致密气、煤层气和页岩气为代表的非常规天然气快速发展引起了世界的关注，特别是美国非常规天然气的迅速发展使天然气工业发生了翻天覆地的变化。作为发展中的大国，我国正处于经济和社会发展的关键时期，急需要大量的优质、清洁能源。从能源利用效率和 CO_2 排放特征来看，天然气无疑是当前一个时期较为理想的清洁能源。

6.1　我国致密气产业发展的指导思想

6.1.1　非常规天然气与常规天然气并重发展

我国一次能源结构中煤炭长期居高不下，石油比重较低，天然气更是微不足道。2010 年我国一次能源消费结构中，天然气只占 4%；2014 年我国一次能源消费结构中，天然气只占 5.6%。能源结构调整的首要任务是降低煤炭比重，增加天然气、核能及可再生能源的比重。由于国内石油年产量将长期保持在 2 亿 t 左右，为保证石油的对外依存度在可控范围内，石油的年消费量将受到必要的控制，因此天然气的发展将是能源结构调整的主攻方向。

目前我国的常规天然气仍处于高速发展的上升期，还有较大的发展空间，但

不能厚常规天然气而薄非常规天然气，要将常规天然气和非常规天然气并重发展，共同完成我国能源结构调整的重任。

6.1.2 致密气是非常规天然气发展的领头羊

我国非常规天然气资源极其丰富，可采资源量合计为34万亿 m^3，远大于常规天然气19万亿 m^3 的资源量。在非常规天然气可采资源量中，虽然致密气、煤层气和页岩气几乎三足鼎立，但我国各大型沉积盆地内普遍发育丰富的致密气，有的盆地已经进行商业化规模开采，鄂尔多斯、四川、塔里木、准噶尔、吐哈、松辽、渤海湾和柴达木等盆地均发现致密气商业化气流，部分盆地已获得规模储量。因此，致密气是当前最为现实和可靠的非常规天然气资源。已经形成了规模建产的配套技术和一大批从事致密气勘探开发的一线队伍和人才，具备了加快发展的条件。

6.2 我国致密气产业的发展战略

从消费情况来看，2020年进口天然气将为1 500亿 m^3，消费总量为3 800亿 m^3。若按我国2020年一次能源消费总量43亿t标准煤当量计算，天然气在一次能源消费结构中比例有望超过10%，成为真正的支柱性能源资源。2030年，预计我国常规和非常规天然气合计年产量达到3 800亿 m^3，其中非常规气可达2 300亿 m^3（致密气1 000亿 m^3、煤层气700亿 m^3、页岩气600亿 m^3），占国产天然气总量的61%。加上进口气2 500亿 m^3，总消费量为6 300亿 m^3。按2030年我国一次能源消费总量52亿t标准煤当量计算，天然气在一次能源消费结构中比例有望突破15%。若保持原油消费比重基本不变，加上核能、水能及其他可再生能源的发展，煤炭在我国一次能源消费结构中的比重将明显下降，我国能源结构将发生重大改变。

致密气和页岩气是非常规天然气两个重要的增长点。我国致密气关键技术基本突破，部分地区致密气建成规模产能。页岩气处于起步阶段，正在加紧试验和技术攻关，若攻关成功，在未来20年将形成规模产能。

我国致密气已建成规模产能，应分步实施，加快发展。

第一步，“十二五”期间加快鄂尔多斯、四川、塔里木三大气区的上产步伐，全面加强准噶尔、松辽、吐哈、渤海湾和柴达木等盆地致密气勘探，落实可利用资源，发展完善勘探开发配套技术，力争2015年全国致密气产量达到500亿 m^3。

第二步，“十三五”期间在主要盆地全面实现致密气大规模开发利用，形成系统配套、高效、低成本的技术体系，进入产量增长高峰，力争2020年致密气产量达到800亿 m^3。

第三步，2020年以后致密气产量稳定增长，2030年产量达到1 000亿 m^3。

6.3 我国致密气产业的发展目标

我国致密气、页岩气和煤层气等非常规气资源非常丰富。如果政策引导得利，通过常规气和非常规气并重加快发展，到2020年，我国天然气年总产量有望达到2 300亿m^3。其中，非常规气可快速增长至1 200亿m^3（包括致密气800亿m^3，煤层气300亿m^3，页岩气100亿m^3），占国产天然气总量的52%，成为国产天然气的主体。

从生产角度看，按照上述产能，以2020年我国自产能源折合30亿t标准煤当量计算，天然气在一次能源产量中的比重将占到7.8%，2030年按照自产能源折合43亿t标准煤当量计算，天然气在一次能源产量中的比重将突破10%。

目前，我国致密气累计探明地质储量3.3万亿m^3，约占全国天然气总探明地质储量的40%；可采储量1.8万亿m^3，约占全国天然气可采储量的1/3。2013年，我国致密气产量达到340亿m^3，约占全国天然气总产量的29%。据预测，2020年我国天然气产量有望达到2 500亿m^3，致密气仍将占到1/3左右的份额。可以毫不夸张地说，致密气是我国天然气供应中的“主力军”之一。

6.4 我国致密气产业的发展措施

在所有非常规气资源中，致密气现实性最好，具备优先加快发展的条件，应尽快形成规模产量。专家建议采取以下措施发展致密气产业。

（1）以鄂尔多斯、四川、塔里木等盆地作为重点，加快致密气探明储量和增加产量的步伐　致密气探明储量和产量逐年大幅增加的鄂尔多斯盆地是致密气快速发展的基础和保障；四川盆地2006—2011年累计探明储量近6 000亿m^3，将成为致密气产量的重要增长点；塔里木盆地库车地区深层白垩系致密气资源潜力大，库车地区侏罗系致密气资源近期也有大的突破，是增储上产的重要地区。

（2）将火山岩天然气纳入致密气范围，加快发展准噶尔及松辽盆地的火山岩天然气及致密气　准噶尔盆地侏罗系致密气资源潜力丰富，具有5 000亿m^3规模的可采资源量，松辽盆地白垩系致密气具有1 000亿m^3规模的可采资源量。同时，在松辽盆地的北部和南部，徐家围子及长岭地区发现大量火山岩天然气，岩性也非常致密，应纳入致密气的范畴共同加快发展。

（3）积极勘探开发吐哈、渤海湾和柴达木盆地的致密气。

（4）相关部门进行相应政策扶持　对于难以动用的储量，高投入产生的高成本与气价不匹配，完全没有经济效益。因此，在科技攻关的同时，需要国家政策扶持，使致密气储量尽可能多地动用起来。此外，国家应通过优惠政策扶持来促进科技攻关。如将前期研究和勘探费用冲抵部分上缴税费、免交探矿权和采矿权使用费、适当减免企业所得税等。

第 7 章　我国致密气产业的风险分析

技术上的突破是美国致密气实现大规模开采的关键，也必将是我国致密气实现大规模开采的关键。

长庆油田公司多年来以提高致密气单井产量为核心，围绕制约致密气开发的关键配套技术开展攻关，形成了以直井分层压裂、水平井分段压裂为核心的五大技术系列，实现了苏里格气田的有效开发，成效显著，为我国致密气开发提供了示范作用。

但目前我国致密气勘探开发技术相对落后，生产装备尚需进口、开采效率低、开采成本高成为制约我国致密气进一步规模化和商业化发展的重要因素。

7.1　技术风险

我国致密气分布区域广，不同区域储量、品位差异大，单井产量相对较低，导致开发成本高。

使致密气得以有效开发的水平井钻井、完井工艺尚需进一步攻关。

用于致密气储层改造的压裂设备及工具需加快国产化研究及应用。

国内目前尚缺乏致密气勘探开发公共服务平台，服务公司水平参差不齐。

7.2　资金风险

在国家现行天然气价格体系下，致密气开发成本相对较高，投入大，经济效益较差，甚至亏损，这就大大削弱了企业全面开发致密气的动力，也难以吸引更多的市场主体参与其中。

7.3　市场风险

国内部分地区致密气已建成规模产能，有很大的发展潜力，但尚未全面动用大面积分布的致密气。

国内通常按单井产量将致密气进行分类。以苏里格气田为例，直井单井日产量大于 2 万 m^3 的为一类气，日产量 1 万 ~2 万 m^3 的为二类气，日产量 0.5 万 ~1 万 m^3 的为三类气，日产量小于 0.5 万 m^3 的为表外气，一、二、三类气的储量占 60%，表外气的储量占 40%。但目前苏里格地区主要动用的是一类气和部分二类气，三类气和表外气的储量基本没有动用。主要原因是国家没有针对致密气制定相应的补贴和鼓励政策，而煤层气和页岩气都有相应的政策。目前部分地区高投入产生的高成本与现行气价不匹配，失去了致密气开发的经济效益。

此外在目前能源价格长期低迷的特殊历史时期，国家大量进口境外天然气，而国内企业又面临转型升级的压力，能源消费增长对 GDP 的贡献正在逐渐减小，导致能源需求增长速度明显趋缓，因此产能过剩将成潜在风险。

有专家认为：“利用价格机制鼓励企业加大资源勘探开发力度，是增加天然气供应、改善能源结构的重要保障”。

第 8 章　我国致密气产业发展的政策建议

8.1　实施低成本战略，构建精细化管理体系

致密气的低成本开发战略需要从技术体系和管理体系两方面下手。在技术方面，目前我国的非常规气开发技术与美国还有很大差距，成本也因此相对较高。打一口同样深度的非常规气井，在美国需要 2 000 万元人民币左右，在我国则需要至少 6 000 万元。因此，结合我国的地质条件，以连续型油气聚集等理论为指导，将国外开采页岩气水平井压裂的技术方法用在致密砂岩上，将极大促进致密油气的开采效率，降低开采成本。在管理方面，要严格谨慎地考察应标企业的资质，完善开发方案，加强实验室研究与现场实践的互动，通过现场的精细化管理降低开发成本，实现从探井、开发到工程各环节的无缝整合。

8.2　加强理论研究，建立非常规油气学科体系

目前，我国还没有建立专门的非常规气学科体系，缺乏高水平的科研院所和专家人才。虽然可以借鉴美国开发致密气的经验和技术，但由于中美两国的地质条件不同，美国以海相为主，我国以陆相为主，基于海相的基础理论并不适用于指导陆相实践。我国当前的致密气开发主要是按低渗气藏的勘探开发理念进行的，未来随着储层下限的进一步下降，储量将更加丰富，需要进一步评价致密砂岩气资源潜力，拓宽勘探领域。我国致密气气藏的成藏模式还未建立，各种地质理论仍处于摸索阶段，对于致密砂岩气藏与次生常规气的准确界定以及判别标准仍未形成，油气聚集过程及富集方向、富集区域也不十分明朗。因此，国家应根据我国具体的地质情况，建立学科、团队和人才的培养配套机制，重点研究致密气藏开发机理、开发规律、井型井网优化、合理配产和合理产能规模等理论研究，为大规模有效开发致密气藏做好理论支持和人才储备。

8.3　落实完善扶持政策

我国致密气藏与常规天然气藏常常是重合存在的，在开采的过程中，难以严格区分致密气和常规天然气的产量。按照直井单井产量划分，我国目前将大于日产量

2 万 m^3 的归为一类气，日产量 1 万 ~2 万 m^3 的归为二类气（包括日产量 1 万 m^3），日产量 0.5 万 ~1 万 m^3 的归为三类气，日产量小于 0.5 万 m^3 的归为表外气。前三类气的储量占到 60%，第四类气的储量达到 40%。以苏格里地区为例，目前主要动用的是一类气和二类气的一部分，三类气和表外气的储量基本没有动用。主要原因是在现行天然气价格体系下，致密气相对开发成本偏高，经济效益很差，甚至亏损。近年来我国对煤层气、页岩气的开发都存在补贴和鼓励政策，而对致密气却无特别的支持政策，这使得我国致密气开发的经济性受到限制，减少了企业全面开发致密气的动力。

利用价格机制鼓励企业加大资源勘探开发力度，是增加天然气供应、改善能源结构的重要保障。我国致密气开发仍需要进一步降低开发成本，提高其商业开发价值。目前，在致密气开发中，部分地区高投入产生的高成本与气价不匹配，难以吸引更多的市场主体参与其中。

建议按照经济效益对天然气源进行分类，对目前无法取得经济效益的Ⅲ类气和表外气等“高成本气源”提供优惠价格，放松对致密气井口价格的管制，提高其商业开发价值。

8.4 加强科技创新

致密砂岩气藏储层渗透率低，要获得经济产量需在投产前就进行压裂改造，单井产量低，初期递减速度快，为了保持气田稳产，需要不断地进行大规模、快速钻井，这些特点决定了致密气开发成本高于常规天然气，需要持续不断地研发新技术来降低开发成本，提高开发价值。对于已经开发的致密气藏需要进一步研发提高采收率技术，对于尚未动用的Ⅲ类气和表外气资源需要持续攻关新型压裂技术和高效钻井技术。因此，建议政府加大投资力度，鼓励新技术的研发与应用，早日实现我国致密气资源的全面动用与高效开发。

总之，通过政策、理论、技术、管理和人才等多因素的共同作用，致密气将成为我国未来天然气工业发展的主体力量。特别是引入市场化机制后，通过政府的有序监控和政策引导，油气田企业、相关技术服务企业以及民营企业将形成多主体的市场竞争格局，致密气的开发模式将进一步完善，为未来煤层气和页岩气等非常规天然气的商业化发展奠定良好基础。

参考文献

[1] 关德师，牛嘉玉，郭丽娜，等．中国非常规油气地质［M］．北京：石油工业出版社，1995：60－85.

[2] 章雄，潘和平，骆淼，等．致密砂岩气层测井解释方法综述［J］．工程地球物理学报，2006，2（6）：431－436.

[3] 董晓霞，梅廉夫，全永旺．致密砂岩气藏的类型和勘探前景［J］．天然气地球科学，2007，18（3）：351－355.

[4] 姜振学，林世国，庞雄奇，等．两种类型致密砂岩气藏对比［J］．石油实验地质，2006，28（3）：210－214.

[5] 汪焰．全球致密气勘探开发现状及关键技术［J］．石油知识，2014（2）：8－9.

[6] 张英俊．致密气开发技术研究及发展状况展望［J］．科技创新与应用，2013，12：55.

[7] 王静，赵修太，白英睿，等．我国致密气开发技术现状及未来发展定位［J］．精细石油化工进展，2013（6）：16－20.

[8] 辛俊和，吴广义，张华北．加拿大致密气藏长水平段工厂化钻完井技术［J］．石油钻采工艺，2014（2）：7－11.

[9] 杨涛，张国生，梁坤，等．全球致密气勘探开发进展及中国发展趋势预测[J]．中国工程科学，2012，14（6）：64－68，76.

[10] 邱中建，赵文智，邓松涛．我国致密砂岩气和页岩气的发展前景和战略意义［J］．中国工程科学，2012，14（6）：4－8，113.

[11] 钟志雄．关于致密气开发经济评价的思考［J］．财经界：学术版，2015，29：23－24，154.

[12] 郭丁源．真正值得下大力气去投入的是致密气［N］．中国经济导报，2014－03－01（B03）．

[13] 刘雪，帅蓉．致密气：中国天然气的主力军［N］．国际先驱导报，2013－08－30（B03）．

[14] 马新华，贾爱林，谭健，等．中国致密砂岩气开发工程技术与实践［J］．石油勘探与开发，2012（5）：572－579.

[15] 高辉，孙卫，田育红，等．核磁共振技术在特低渗砂岩微观孔隙结构评价中的应用［J］．地球物理学进展，2011，26（1）：294－299.

[16] Reeves J J. Advancing 3D seismic interpretation methods to find the sweet spots in tight gas reservoirs［C］. SEG Annual meeting，New Orleans，Louisiana，2006. Society of Exploration Geophysicists，2006：25.

[17] 王勇，王宏，王彩丽，等．靖边气田优化布井技术及其在产能建设中的应用［J］．天然气工业，2002，22（6）：80－83.

[18] Li Yongping, Wang Yonghui, Cheng Xingsheng, et al. Case study of multistage isolating stimulation in high temperature deep carbonate horizontal wells [R]. SPE 125854, 2010.

[19] Mcdaniel B W, Rispler K A. Horizontal wells with multistage frac prove to be best economic completion for many low - permeability reservoirs [R]. SPE 125903, 2009.

[20] 李安建, 王京舰, 李建奇. 泡沫排水采气工艺技术在苏里格气田的应用 [J]. 内蒙古石油化工, 2008, 23: 72 - 74.

[21] 李长俊, 刘恩斌, 邬云龙, 等. 数字化管理技术在气田集输中的应用探讨 [J]. 重庆建筑大学学报, 2007, 29 (6): 93—97.

[22] 杨世海, 高玉龙, 郑光荣, 等. 长庆油田数字化管理建设探索与实践 [J]. 石油工业技术监督, 2011, 27 (5): 1 - 4.

[23] Kuuskraa V A, Ammer J. Tight gas sands development: How to dramatically improve recovery efficiency [J]. Gas TIPS, 2004 (Winter): 15 - 20.

[24] 吕晓岚, 屈耀明. 我国非常规天然气资源产业发展存在的问题及对策 [J]. 经济纵横, 2012 (8): 79 - 82.

[25] World Energy Outlook 2009 [R]. IEA, 2009.

[26] 邹才能. 非常规油气地质 [M]. 北京: 地质出版社. 2011.

[27] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学 [J]. 石油勘探与开发, 2013 (4): 385 - 399, 454.

[28] 童晓光, 郭彬程, 李建忠, 等. 中美致密砂岩气成藏分布异同点比较研究与意义 [J]. 石油学报, 2015 (2): 127 - 137.

[29] Khlaifat A, Qutob H, Barakat N. Increasing the World's Gas Reserves by the Exploitation of Unconventional Tight Gas Reservoir [C] //SPE/PAPG Annual Technical Conference. Society of Petroleum Engineers, 2010.

[30] Caldwell R. Unconventional resources: are they for real [J]. Scotia Newsletter, 2006, 3 (1): e2.

[31] Dong Z, Ayers W B, Holditch S. Probabilistic Evaluation of Global Technically Recoverable Tight Gas Resources [C] //SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 2013.

[32] Slutz J A. Well completion and production challenges [J]. Unconventional Gas Resources Methane to Markets Partnership Expo, Beijing, 2007.

[33] Vello Kuuskraa paradigm shift in domestic natural gas resources, supplies and costs [R]. Washington, D C: EFI GAS to Market Energy Conversion Forum, 2009.

[34] 邱中建, 邓松涛. 中国非常规天然气的战略地位 [J]. 天然气工业, 2012 (1): 1 - 5.

[35] 韩松. 致密气开发向国外“取经”[J]. 地球, 2014, 12: 85 – 88.

[36] HARRY V, HUGMAN B O B. Availability, econom – ics, and production potential of North American unconven – tional natural gas supplies [J/OL]. The INGAA foun-da – tion, Inc, USA. (2008 – 11 – 03) [2011 – 11 – 08]. http: // www. ingaa. org/File. aspx.

[37] Sakmar S L. Shale gas development in North America: An overview of the regulatory and environmental challenges facing the industry [C] //North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2011.

[38] Eynon G, Hill C, Goodman T. Unconventional resource development and the role of the Alberta regulator [C] //Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers, 2010.

[39] Moore M C. Policy and regulation in the face of uncertainty: The case of disruptive markets for unconventional natural gas in North America [C] // paper 1381676 – MS presented at the Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, 2010. Calgary, Alberta, Canada. New York: SPE 2010.

[40] Hass M R, Goulding A J. Impact of Section 29 tax credits on unconventional gas development and gas markets [C] //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1992.

[41] 王亚娟, 马旭, 张矿生, 等. 美国非常规天然气开发的政策效益及启示 [J]. 天然气工业, 2013 (3): 113 – 118.

[42] International Energy Agency. Golden Rules for a Golden Age of Gas, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas [R]. Paris, France, 2012: 115 – 116.

[43] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39 (2): 129 – 135.

[44] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例 [J]. 石油学报, 2012, 33 (2): 173 – 187.

[45] 孙贤胜, 姜学峰. 致密气是现阶段非常规天然气发展最现实选择 [N]. 中国能源报, 2015 – 06 – 01 (001).

[46] 樊克莉. 致密气有望充当非常规天然气开发“领头羊” [J]. 气体分离, 2013 (5): 46.

[47] 蔡振华, 廖新维, 尚宝兵, 等. 利用 VSD 模型的中国致密气资源评价 [J]. 青岛科技大学学报: 自然科学版, 2014 (4): 427 – 430.

[48] 杨华, 刘新社, 杨勇. 鄂尔多斯盆地致密气勘探开发形势与未来发展展望 [J]. 中国工程科学, 2012 (6): 40 – 48.

[49] 周拓. 神木气田致密气生产特征及动态分析 [D]. 山东省: 中国石油大学 (华东), 2013.

[50] 王念喜，王香增，张丽霞，等．基于渗流特征的低渗透致密砂岩气藏气井生产规律［J］．天然气工业，2009，29（4）：82－85.
[51] 苟宏刚，闻奇，薄春生，等．苏里格气田“单点法”产能测试条件研究［J］．西安石油大学学报：自然科学版，2005（3）：85－88.
[52] 郑伟，陈京元，周静．川东北飞仙关组气藏合理采气速度研究［J］．天然气勘探与开发，2002（4）：18－24.
[53] 喻成刚，张华礼，邓友超．新型井下节流器研制及应用［J］．钻采工艺，2008（4）：12，105－107.
[54] 谢晶．致密气藏井型方案优选与经济效益评价［D］．大庆：东北石油大学，2014.
[55] 冉新权．长庆油气田开发建设中的工程管理创新［J］．中国工程科学，2008，10（12）：58－62.
[56] 刘祎．苏里格气田地面系统标准化设计［J］．天然气工业，2007，27（12）：124－125.
[57] 朱天寿．苏里格气田数字化集气站建设管理模式［J］．天然气工业，2011，31（2）：9－11.
[58] 经过10年我国致密气将进入产量高峰期［N］．中国能源报，2014－11－17.
[59] 周大地．能源领域改革围绕绿色低碳做文章［J］．中国石油企业，2015，（Z1）79－80，143.
[60] 张雷．论中国能源安全［J］．国际石油经济，2011（3）：10－14.
[61] 闫艳．中国天然气产业发展研究述评［J］．中国石油企业，2015（2）：119－124.
[62] 2014年我国能源进口呈现“冰火两重天”［N］．中国能源报，2015－01－19.
[63] 未来20年我国致密气页岩气将形成规模产能［J］．海洋石油，2013（3）：17.
[64] 邱中建，赵文智，邓松涛．致密气与页岩气发展路线图［J］．中国石油石化，2012（17）：18－21.
[65] 致密气：可“深挖”的清洁能源［J］．发明与创新：综合（A），2013（10）：13－15.
[66] 张焕芝，何艳青，陈文征．加快致密气开发的政策研究［J］．石油科技论坛，2014（4）：13－16.